<table>
<tr><td rowspan="4">Gas Plus Storage srl</td><td>CLIENTE</td><td>GAS PLUS STORAGE</td><td colspan="2">Numero Documento
100S00-00-GCO-RE-00002</td></tr>
<tr><td>LOCALITÀ</td><td>SAN MARTINO DELLA MARRUCINA</td><td>Rev.
00</td><td>Data
Aprile 2012</td></tr>
<tr><td>IMPIANTO</td><td>CENTRALE STOCCAGGIO
POGGIOFIORITO</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td colspan="2">RAPPORTO DI SICUREZZA PRELIMINARE</td><td colspan="2">PROGER</td></tr>
</table>

CENTRALE DI STOCCAGGIO GAS NATURALE
"Poggiofiorito Stoccaggio"

RAPPORTO DI SICUREZZA PRELIMINARE

Art.9, D.Lgs. 334/99
(come modificato da D.Lgs. 238/2005)

Gas Plus Storage S.r.l.

Estensore del Rapporto di Sicurezza Preliminare
Ing. Mauro Gotti

00	Aprile 2012	Prima emissione	CHILWORTH PROGER	PROGER	PROGER	GAS PLUS
Rev.	**Data**	**Descrizione**	**Preparato**	**Controllato**	**Approvato**	**Approvazione Cliente**

INDICE

ELENCO ALLEGATI

1.A.1.1.3 Referenze Proger
1.A.1.1.4 Referenze Chilworth Vassallo e curriculum vitae
1.A.1.2.1 Corografia del territorio
1.A.1.2.2 Mosaico degli strumenti urbanistici comunali in scala 1.10.000
1.A.1.2.3 Mappa dello stabilimento in scala 1:500
1.B.1.1.1 Organigramma
1.B.1.2.4 Schema a blocchi e Schemi di Flusso
1.B.1.2.6 Schede di Sicurezza
1.B.1.3.2 Schede di calcolo del Metodo Indicizzato
1.C.1.1.2 Analisi storica
1.C.1.5. Analisi giacimento e pozzi
1.C.1.5.1 Ratei di guasto
1.C.1.5.2 Alberi di guasto
1.C.1.6.1 Alberi degli eventi
1.C.1.6.2 Elaborati di calcolo delle conseguenze
1.C.1.6.3 Mappa delle conseguenze
1.C.1.8.3 Planimetria indicante posizione e portata degli scarichi funzionali in atmosfera
1.C.1.9 Planimetrie dei sistemi di rilevamento
1.D.1.10 Planimetria attrezzature antincendio
1.D.1.11.5 Planimetria generale vie di fuga
1.E.1.1 Planimetria percorso tubazioni interrate e fuori terra

0. PREMESSA E RIEPILOGO DEGLI SCENARI INCIDENTALI

0.1 DESCRIZIONE SINTETICA DEL FUNZIONAMENTO DELLO STABILIMENTO

L'attività dello Stabilimento sarà costituita dalle due fasi di seguito descritte:

- Fase di iniezione – attività produttiva in cui il gas viene prelevato dalla rete nazionale di distribuzione e iniettato nei pozzi del giacimento mediante compressione;
- Fase di erogazione – attività produttiva in cui il gas viene prelevato dal giacimento attraverso i pozzi e dopo i necessari trattamenti viene immesso nella rete nazionale di distribuzione.

Le fasi di erogazione ed iniezione non possono essere effettuate contemporaneamente.

0.2 DESCRIZIONE DEL SITO DI STOCCAGGIO

Il campo a gas di Poggiofiorito che insiste nella Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi "Filetto", è ubicato nei pressi del comune di S. Martino sulla Marrucina in provincia di Chieti, nella Regione Abruzzo.

Le quote di titolarità della Concessione sono:

- Gas Plus Italiana 100%

Il giacimento di Poggiofiorito è stato scoperto nel 1971 con il pozzo Poggiofiorito 1, successivamente sono stati perforati diversi pozzi (Poggiofiorito 2; 3; 5; 7; 9dir e 9dir A) che avevano come obiettivo tutti i livelli del campo (A, cineritico, B) ed hanno avuto i seguenti risultati:

- Poggiofiorito 2, sterile
- Poggiofiorito 3, gas con scadente produttività nel livello B
- Poggiofiorito 5, tracce di gas e acqua nel livello B
- Poggiofiorito 7, sterile
- Poggiofiorito 9, gas nel livello A
- Poggiofiorito 9dir A, gas nel livello A

La produzione del livello che sarà adibito a stoccaggio, è iniziata con il pozzo Poggiofiorito 1 nell'agosto del 1974 ed alla chiusura, avvenuta l'11 dicembre 1981 per acqua di strato, il volume cumulativo è stato di 424,193 MSm³.

Il progetto consiste nella realizzazione della Centrale di Stoccaggio nel territorio comunale di S.Martino sulla Marrucina.

Previa liberazione dell'area dall'attuale Titolare di concessione di esplorazione e coltivazione gas con il termine della relativa concessione, il progetto prevede queste fasi di costruzione:

1) Ampliamento dell'area attuale fino ad occupare totalmente circa 18.215 m^2
2) Perforazione di 2 nuovi pozzi per l'attività di stoccaggio e il work-over del pozzo esistente "Poggiofiorito 1bis dir A";
3) Unità di trattamento e di compressione e allacciamento alla rete Nazionale dei metanodotti tramite un tratto interrato interno alla stessa centrale.

Lo sviluppo del progetto prevede un ampliamento di circa 774 mq a ridosso della Centrale esistente da dedicare all'area cluster dei nuovi pozzi di stoccaggio e di circa 11.296 mq per l'ampliamento Area Centrale. Al termine di tutte le attività di cantiere sarà ripristinato il manto erboso al di fuori delle zone occupate dai pozzi.

Lo Stabilimento sarà collegato alla rete elettrica nazionale per l'alimentazione di tutte le utenze elettriche ed alla SNAM con un tratto di gasdotto per consentire il transito delle portate di gas previste e la relativa cabina di misura.

In data 26 ottobre 2007 la Gas Plus Italiana S.p.A. ha presentato istanza per la conversione in stoccaggio del campo di Poggiofiorito, per il conferimento alla partecipata Gas Plus Storage Srl della concessione di stoccaggio "Poggiofiorito Stoccaggio".
In data 13 giugno 2008, il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), tenendo conto dei lavori della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (CIRM), ha accolto tale istanza, invitando la Gas Plus Storage Srl a presentare al Ministero dell'Ambiente, Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), secondo quanto esposto dal comma 3 dell'art.4 del DM 26/08/2005, apposita istanza di verifica al fine di determinare la necessità di applicazione della procedura di valutazione di impatto ambientale (V.I.A.) al progetto presentato.

In data 16/06/2011, la Gas Plus Storage ha presentato domanda di espressione di giudizio di compatibilità ambientale al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

In data 07/07/2011, il MATTM richiede di completare l'istanza presentata con la documentazione del Rapporto di Sicurezza al fine di ottenere il Nulla Osta Preliminare di Fattibilità (NOF).

La centrale ed i pozzi sono considerati ai fini del rapporto di sicurezza come "stabilimento", secondo le definizioni del D.Lgs 334/99 art. 1 comma a).
Nell'ambito del progetto di sviluppo, per consentire il transito dei volumi di gas movimentati si prevedere di utilizzare il metanodotto di collegamento DN 10" esistente, che collega la Centrale di Poggiofiorito alla dorsale adriatica Chieti-San Salvo 22". Il punto di collegamento resta identificato in una cameretta posta a margine della recinzione della centrale "Poggiofiorito Stoccaggio" e sia in fase di iniezione, prelevando il gas dalla rete, che in fase di erogazione con in tie-in situato nello stesso punto di prelievo. A tal fine è stata inoltrata specifica richiesta a Snam Rete gas.

0.3 SCOPO DEL PRESENTE STUDIO

Oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza è la Centrale di Stoccaggio Gas Naturale (di seguito denominata "Centrale") che Gas Plus Storage Srl svilupperà all'interno della Concessione di POGGIOFIORITO STOCCAGGIO, nel Comune di San Martino sulla Marrucina, in provincia di Chieti (CH).
Per le caratteristiche ed i quantitativi di sostanze presenti (Gas Naturale, costituito essenzialmente da metano, gas infiammabile), considerando nei quantitativi totali anche il giacimento [RIF.20], lo stabilimento rientra nel campo di applicazione del D.Lgs. 334/99 [RIF.1] e s.m.i., ed in particolare degli articoli 6, 7 ed 8.
Tale decreto prevede la presentazione di un Rapporto di Sicurezza preliminare, necessario per l'ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione (nulla osta), al Comitato Tecnico Regionale competente per territorio.

Il presente studio costituisce appunto il Rapporto di Sicurezza Preliminare dell'impianto in oggetto.
Come previsto dall'art. 7 il gestore, prima dell'esercizio dell'attività, definirà una propria Politica di Prevenzione degli Incidenti Rilevanti, ed adotterà un Sistema di Gestione della Sicurezza conforme alle indicazioni dell'allegato III e del D.M. 9 agosto 2000 [RIF.18].
Contestualmente al Rapporto di Sicurezza, saranno consegnati alle autorità competenti:

- Notifica, ai sensi dell'art.6
- Scheda informativa, ai sensi dell'art. 6 e dell'Allegato V

La tabella sottostante riporta l'elenco dei documenti ed i destinatari, così come previsto dal D.Lgs. 334/99, modificato dal D.Lgs. 238/2005 e secondo i chiarimenti forniti dal Ministero dell'Interno [RIF.25].

Documento	Ente destinatario
Notifica ai sensi dell'art. 6 e Scheda Informativa secondo l'allegato V	Ministero dell'Ambiente, Regione, Provincia, Comune[1], Prefetto, Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco, Comitato tecnico Regionale UNMIG
Rapporto di Sicurezza Preliminare (NOF)	Comitato Tecnico Regionale UNMIG

Si precisa che in accordo al D.Lgs. 334/99 e s.m.i. per Stabilimento si intende "tutta l'area sottoposta al controllo di un gestore, nella quale sono presenti sostanze pericolose all'interno di uno o più impianti, comprese le infrastrutture o le attività comuni o connesse"; per tale motivo l'analisi è stata condotta oltre che sulle apparecchiature anche sulle tubazioni di collegamento presenti all'interno delle aree recintate (Centrale e Aree Pozzi).

Pertanto, considerata la particolare configurazione dello Stabilimento in esame sul territorio, risulta necessario identificare le parti che lo costituiscono.

Lo Stabilimento comprende:

- la Centrale (Compressione e Trattamento);

[1] Come da citata lettera del Ministero dell'Interno prot. 7631/2010 i documenti destinati al Comune dovranno essere trasmessi a tutti i Comuni il cui territorio sovrasta il giacimento

- l'Area Cluster;
- il Giacimento;
- le linee interne alla Centrale, Aree Cluster/Aree Pozzi.

Parte delle informazioni contenute nella presente relazione tecnica sono da considerarsi riservate. Pertanto si richiede che la divulgazione del contenuto della presente relazione sia subordinata alla consultazione della Direzione della Gas Plus Storage S.r.l.

0.4 SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA

Contestualmente al futuro avviamento delle nuove installazioni in conformità alla Circolare del 21/10/2009 [RIF.20] verranno predisposti:

- un documento che definisca la politica di prevenzione degli incidenti rilevanti allegando il programma adottato per l'attuazione del sistema di gestione della sicurezza (art.7 del DLgs 334/1999 [RIF 1] e DM 9/8/2000 [RIF.23]);
- il sistema di gestione della sicurezza di cui all'art. 7 comma 2 del DLgs 334/1999 [RIF 1] e al suddetto DM 9/8/2000 [RIF.23].

0.5 QUANTITATIVI DI SOSTANZE PERICOLOSE PRESENTI

Le sostanze pericolose presenti e le relative soglie, in riferimento alle soglie di assoggettabilità al D.Lgs. 334/99 e s.m.i. secondo le tabella dell'Allegato I, parte 1 e 2 del medesimo decreto, sono indicate nella tabella seguente.

Sostanza	**Classificazione ai sensi dell'Allegato I D.Lgs. 334/99, come modificato dall' Allegato A del D.Lgs 238/05**	**Hold-up impianto e giacimento**	**Quantità limite ai sensi dell'art. 3, lettera e) D.Lgs 334/99**	
			Colonna 2	**Colonna 3**
			degli art. 6 e 7	**dell' art. 8**
Gas naturale	*Parte I* Gas naturale	110.000	50	200
Gasolio	*Parte I* Prodotti petroliferi: a) benzine b) cheroseni (compresi i jet fuel) c) Gasoli (compresi i gasoli per autotrazione, i gasoli per riscaldamento e i distillati usati per produrre i gasoli)	< 2% della soglia	2500	25.000

Il quantitativo di Gasolio (molto inferiore al 2% della Soglia per l'applicabilità della Direttive Seveso) e le modalità di stoccaggio rendono la presenza di tale sostanza non significativa ai fini dell'analisi di rischio.

0.6 SINTESI DEI RISULTATI

0.6.1 Analisi preliminare

E' stata effettuata l'analisi preliminare per l'individuazione delle aree critiche, così come descritta nel D.P.C.M. 31/03/1989 [RIF.4], Allegato II. L'analisi ha mostrato che tutte le unità ricadono nelle categorie di rischio inferiori ("lieve" o "basso"), a conferma degli elevati standard adottati.

0.6.2 Analisi Storica

L'analisi della banca dati MHIDAS non ha evidenziato eventi incidentali rilevanti riconducibili agli impianto di stoccaggio di gas naturale in giacimento.
Gli eventi incidentali connessi con le operazioni classiche di stoccaggio metano sono incendi di nubi di vapori (Flash Fire) e getti incendiati (Jet Fire). Per l'impianto in oggetto tali tipologie di eventi sono state analizzate e quantificate tramite l'analisi di rischio descritta nei successivi capitoli.
Una ulteriore analisi è stata effettuata utilizzando il Report RR671 dell'ente del Regno Unito "Health and Safety Executive". Da tale studio si deduce che il rischio di perdita da stoccaggio in giacimenti esausti è un evento estremamente improbabile; i ratei di guasto utilizzati nel presente rapporto di sicurezza risultano in linea o più cautelativi di quelli suggeriti nel report. Un ulteriore approfondimento relativo all'analisi di rischio del pozzo e del giacimento è riportato in allegato 1.C.1.5.

0.6.3 Analisi di rischio, eventi incidentali e relative conseguenze

Nella tabella alla pagina seguente sono riportati gli eventi incidentali ragionevolmente ipotizzabili individuati tramite l'analisi di rischio e per i quali sono state simulate tramite modelli software le potenziali aree di danno.
Da tale tabella dalla mappa delle conseguenze in Allegato 1.C.1.6.3 è possibile dedurre che le aree di danno corrispondenti agli effetti più pericolosi sono limitate all'interno dell'impianto o alle immediate vicinanze, destinate ad uso agricolo.

0.6.4 Elementi di pianificazione territoriale

Sono stati raccolti ed analizzati gli elementi necessari per la Pianificazione Territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante [RIF.15]. Dall'analisi dei risultati ottenuti è possibile dedurre che lo stabilimento è compatibile con l'attuale utilizzo del territorio.

Scenari incidentali		Classe di probabilità	Categoria di effetti	Distanza (m)
6A	Basso livello separatore per malfunzionamento regolazione di livello, alta pressione a valle, sottoraffreddamento tubazione **JET FIRE**	$10^{-4} – 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	**16,3**
			II Soglia Lesioni irreversibili	**35,1**
8	Perdita da tubazione (4”, 150m) **JET FIRE**	$10^{-4} – 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	**16,3**
			II Soglia Lesioni irreversibili	**35,1**
19	Basso livello separatore ed alta pressione nelle unità a valle per guasto loop di controllo di livello o errore operativo **JET FIRE**	$10^{-4} – 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	**13,2**
			II Soglia Lesioni irreversibili	**21,9**
24	Alta temperatura per guasto in chiusura del controllo di portata a valle degli heaters **JET FIRE**	$10^{-4} – 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	**18,8**
			II Soglia Lesioni irreversibili	**45,4**
25	Alta temperatura oltre il design per guasto loop di controllo temperatura **JET FIRE**	$10^{-4} – 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	**18,8**
			II Soglia Lesioni irreversibili	**45,4**

1. REFERENZE

1.1 RIFERIMENTI NORMATIVI

RIF.1 Decreto Legislativo 17 agosto 1999 n. 334: Attuazione della direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose.

RIF.2 Decreto Legislativo 21/09/2005 n. 238: Attuazione della direttiva 2003/105/CE, che modifica la direttiva 96/82/CE, sul controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose.

RIF.3 Documento “verifica dell’articolo di applicabilità dei D.lgs. 334/99 e D.lgs. 238/05 riferita alle giacenze dell’anno 2007” del Marzo 2008

RIF.4 DPCM del 31/03/1989 “Applicazione dell'art. 12 del DPR 17/5/1988 n.175, concernente rischi rilevanti connessi a determinate attività industriali”.

RIF.5 Decreto Ministeriale 09/08/2000: Modificazioni di impianti e di depositi, di processi industriali, della natura o dei quantitativi di sostanze pericolose.

RIF.6 DM del 19/03/2001: Procedure di prevenzione incendi relative ad attività a rischio di incidente rilevante.

RIF.7 DPR 577 del 29/07/1982: Approvazione del regolamento concernente l'espletamento dei servizi antincendi.

RIF.8 DM del 02/08/1984: Norme e specificazioni per la formulazione del rapporto di sicurezza ai fini della prevenzione incendi nelle attività a rischio di incidenti rilevanti di cui al decreto ministeriale 16 novembre 1983.

RIF.9 DM del 16/02/1982: Modificazioni del D. M. 27 settembre 1965, concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione incendi.

RIF.10 DM del 16/03/1998: Modalità con le quali i fabbricanti per le attività industriali a rischio di incidente rilevante devono procedere all'informazione, all'addestramento e all'equipaggiamento di coloro che lavorano in situ.

RIF.11 Regio Decreto del 29/07/1927 n.1443: Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel regno”

RIF.12 Ordinanza Ministeriale 21 febbraio 1985 che recepisce la Direttiva 82/501/CEE del Consiglio del 24 giugno 1982 - sui rischi di incidenti rilevanti connessi con determinate attività industriali

RIF.13 DM 20/10/1998: Criteri di analisi e valutazione dei rapporti di sicurezza relativamente ai depositi di liquidi facilmente infiammabili e/o tossici.

RIF.14 D.Lgs del 25/11/1996 n. 624. Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee.

RIF.15 DM 09/05/01 “Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante”.

RIF.16 Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20/03/2003. Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica.

RIF.17 T.U. 14/01/08

RIF.18 DM 09/08/2000. Linee guida per l'attuazione del sistema di gestione della sicurezza

RIF.19 D.M. del 15/07/2003 n. 388. Regolamento recante disposizioni sul pronto soccorso aziendale, in attuazione dell'art. 15, terzo comma, del decreto legislativo 19 settembre 1994, n. 626, e successive modificazioni

RIF.20 Circolare Interministeriale del 21/10/2009. Indirizzi per l'applicazione del decreto legislativo 17 agosto 1999, n.334, in materia di controllo dei pericoli di incidenti rilevanti, agli stoccaggi sotterranei di gas naturale in giacimenti o unità geologiche profonde.

RIF.21 Lettera circolare P1066/4167 sott.17 del 19/05/1997. Decreto Legislativo 25.11.1996, n. 624 - Chiarimenti in materia di prevenzione incendi nelle attività estrattive condotte mediante perforazione.

RIF.22 DM 10/03/98. Criteri generali di sicurezza antincendio e per la gestione dell'emergenza nei luoghi di lavoro.

RIF.23 D.Lgs. del 09/04/2008 n. 81. Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro

RIF.24 CEI 81-3. Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico

RIF.25 Ministero dell'Interno, DCPREV Prot. N. 0007361 del 04/05/2010, Stoccaggi sotterranei di gas naturale

2. GLOSSARIO

a) Concessione mineraria

Con “Concessione mineraria” si intende la porzione di territorio accordata con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico all’interno della quale il concessionario esercita attività minerarie.

b) Giacimento

Unità geologica profonda nel sottosuolo dove si accumulano gli idrocarburi. In un giacimento di stoccaggio gas sotterraneo, il gas viene erogato e iniettato in modo da mantenere l’efficienza del sistema durante ogni fase (erogativa/iniettiva).

Fase di iniezione (stoccaggio): attività produttiva in cui il gas viene prelevato dalla rete nazionale di trasporto e iniettato nei pozzi del giacimento mediante compressione

Fase di erogazione (trattamento): attività produttiva in cui il gas viene prelevato dal giacimento attraverso i pozzi e dopo i necessari trattamenti viene immesso nella rete nazionale di trasporto.

c) Centrale (Compressione e Trattamento)

La Centrale è costituita dall’insieme delle apparecchiature asservite alle fasi di iniezione/compressione (stoccaggio) e di erogazione/compressione (trattamento). Comprende inoltre Uffici e servizi ausiliari.

d) Area Cluster/Area Pozzi

Area in cui sono presenti uno o più pozzi e relative tubazioni di collegamento all’interno di un’area recintata.

e) Pozzo

Il pozzo rappresenta il punto di erogazione di idrocarburi presenti nel giacimento. La "croce di erogazione" è l’elemento posto alla sommità del pozzo stesso. Essa comprende una serie di accoppiamenti flangiati, valvole, stacchi per le tubazioni di efflusso e gli strumenti di controllo e misura che consentono la sicura gestione della produzione/iniezione.

f) Pozzo singolo

Area in cui è presente un solo pozzo, collegato alla rete e quindi attivo alle fasi di stoccaggio (o produzione).

g) Pozzo isolato

Pozzo completato con tutte le misure di sicurezza previste (valvole di sicurezza, flange di apertura/chiusura) ma non allacciato alla rete di metanodotti.

h) Flowlines

Linee interrate e/o fuori terra che collegano:

- un pozzo o le aree Cluster alla Centrale;
- un pozzo alle aree Cluster;
- un Cluster ad altri Cluster.

i) Cushion gas

Volume di gas che resta immobilizzato in giacimento per tutto il periodo in cui questo è utilizzato come stoccaggio; il cushion gas ha lo scopo di consentire un efficiente funzionamento dello stoccaggio alle massime prestazioni possibili.

j) Working gas

Volume di gas che può essere iniettato nel periodo estivo ed estratto nel periodo invernale senza pregiudicare la normale prestazione del giacimento.

k) Pozzo di monitoraggio

Sono pozzi spia, non attivi allo stoccaggio (no erogativi e iniettivi), che vengono utilizzati per il controllo/monitoraggio del comportamento statico e dinamico del giacimento; attraverso le informazioni di pressione acquisite da tali pozzi è possibile controllare lo stato di riempimento del giacimento.

l) Documento di Sicurezza e Salute (DSS)

Documento di valutazione dei rischi per la sicurezza e salute dei lavoratori in relazione all'attività svolta e la conseguente individuazione delle misure e modalità operative di prevenzione e protezione (D.Lgs. 624/96).

1.A.1 DATI IDENTIFICATIVI E UBICAZIONE DELLO STABILIMENTO

1.A.1.1 DATI GENERALI

1.A.1.1.1 Ragione sociale e indirizzo dell’azienda, Gestore dello Stabilimento

Ragione sociale del fabbricante: GAS PLUS STORAGE S.r.l.
Indirizzo del fabbricante: Viale Enrico Forlanini, 17
20134 - Milano

Gestore dello Stabilimento ai sensi del D.Lgs. 334/99 e s.m.i.: Sig. Davide Usberti

Responsabile dello Stabilimento: Ing. Cinzia Triunfo

1.A.1.1.2 Denominazione ed ubicazione dell’Impianto

La futura Centrale di Stoccaggio sarà realizzata a seguito di un ampliamento dell’attuale area della Centrale Gas Poggiofiorito

L’attuale Centrale di Poggiofiorito è adibita alla produzione e trattamento di gas naturale finalizzata all’immissione nella Rete di Distribuzione nazionale dello stesso.

Le aree specificamente interessate dalle attività in oggetto sono geograficamente ed univocamente individuabili mediante i riferimenti riportati a seguire:
- Ubicazione San Martino sulla Marrucina (CH)
- Località Piano Palomba
- Riferimento I.G.M. 1:25.000: Tavoletta 361-Est
- Riferimento Carta Tecnica Regionale: Tavole 36112 e 361151 della C.T.R. Abruzzo 1:5.000

Coordinate geografiche:
- Latitudine 42°14'41.82"N
- Longitudine 14°13'28.18"E

L’area della futura concessione di stoccaggio è identificata nella figura sottostante.

1.A.1.1.3 Responsabilità della progettazione esecutiva

La progettazione della Centrale è stata affidata alla società Proger S.p.A., con esperienza pluriennale nel settore Oil & Gas.

Allegato 1 1.A.1.1.3 Referenze Proger

1.A.1.1.4 Responsabile dell'esecuzione del Rapporto di Sicurezza

Il Rapporto di Sicurezza è stato redatto da un team multidisciplinare delle società Proger S.p.A. e Chilworth Vassallo s.r.l., di seguito riportato:

- Ing. Mauro Gotti (Chilworth Vassallo s.r.l.)
- Ing. Monica Panzeri (Chilworth Vassallo s.r.l.)
- Ing. Alessia Liberatore (Proger S.p.A.)
- Dott. Matteo Fraccastoro (Proger S.p.A.)

Il Rapporto è stato redatto sulla base delle informazioni fornite dalla committente, relativamente all’organizzazione, alle modalità operative ed alle procedure di sicurezza aziendali. I disegni allegati sono stati approvati dalla committente.
Il team è stato coordinato dall’ing. Mauro Gotti le cui qualificazioni professionali ed esperienza vengono riportate nell’allegato 1.A.1.1.4.

Allegato 2 1.A.1.1.4 Referenze Chilworth Vassallo e curriculum vitae

1.A.1.2 DESCRIZIONE DEL SITO

1.A.1.2.1 Corografia della zona

La posizione della Centrale è in territorio agricolo. Sono presenti alcune cascine, di cui la più vicina è situata a oltre 300 m di distanza. Le tabelle successive riportano i centri abitati e le vie di comunicazione principali presenti nelle vicinanze dell'installazione.
Il territorio circostante è classificato come agricolo fino ad una distanza minima di oltre 2 km, ad eccezione del Nucleo Rurale (Contrada Lisgoni) posto a circa 500 m.

Centro abitato	**Distanza**
Calcara, Calvario	Circa 1,5 km
San Martino sulla Marrucina, Casacanditella	Circa 2 km
Fara Filiorum Petri	Circa 3 km
Chieti	Circa 13 km
Ortona	Circa 15 km

Via di comunicazione	**Distanza**
SS81	Circa 2,5 km
Autostrade A14 ed A25	Circa 15 km

Allegato 3 1.A.1.2.1 Corografia del territorio

1.A.1.2.2 Posizione dello Stabilimento

La posizione dello stabilimento e la classificazione del territorio circostante è evidenziata nella mappa allegata.

Allegato 4 1.A.1.2.2 Mosaico degli strumenti urbanistici comunali in scala 1.10.000

1.A.1.2.3 Piante e sezioni degli Impianti

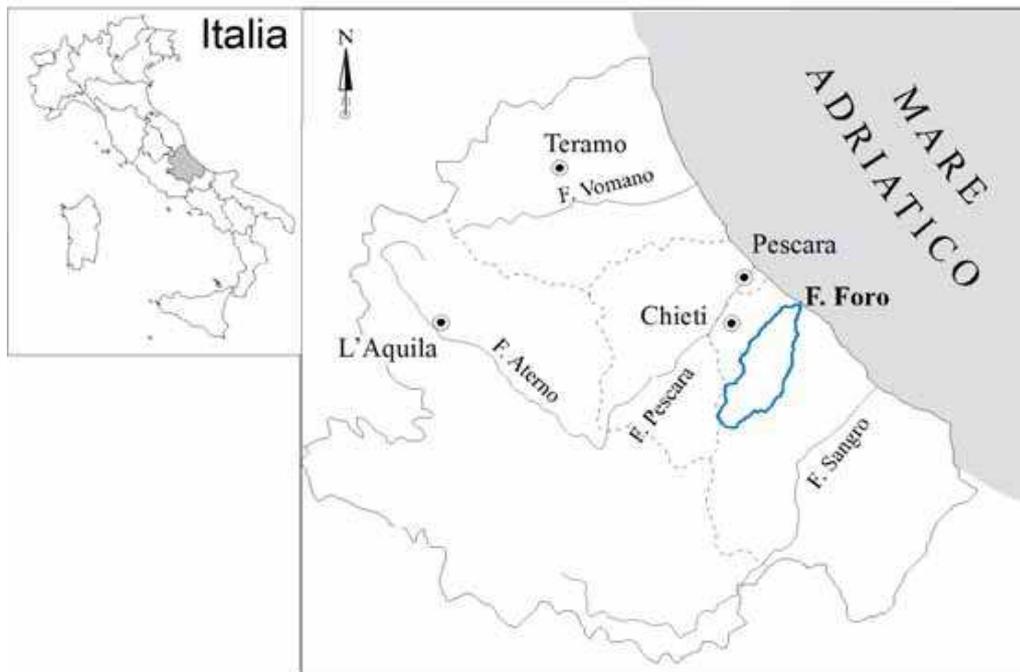
Si allega mappa dell'impianto in scala 1:500

Allegato 5 1.A.1.2.3 Mappa dello stabilimento in scala 1:500

1.A.1.2.4 Elenco degli obiettivi vulnerabili presenti nell'area circostante

Nell'area potenzialmente coinvolta dagli scenari incidentali individuati dall'analisi di rischio non sono presenti elementi vulnerabili.

1.A.1.2.5 Inquadramento geologico del Sito

L'area oggetto di indagine si trova nella porzione centro orientale della Regione Abruzzo, all'interno del bacino del fiume Foro, nel tratto compreso tra la Maiella e il Mare Adriatico, come è visibile nella seguente figura.

Dal punto di vista geologico l'areale può essere distinto in tre settori che riflettono i settori orografici: il settore montano, il settore pedemontano e la valle incisa verso la valle costiera.

Il settore montano è caratterizzato da successioni calcaree meso-cenozoiche riferibili alla Montagna della Maiella, deformate e strutturate in un ampia anticlinale durante il Pliocene nelle ultime fasi della formazione della catena appenninica.

Nel settore pedemontano, nel quale ricade l'area di studio, affiorano i termini di una successione marina plio-pleisticenica argilloso sabbioso conglomeratica riferibile al bacino periadriatico.

Sotto il profilo tettonico La dorsale carbonica della Maiella è costituita da una struttura anticlinale orientata NS/NNO-SSE, con culminazione assiale nel settore centrale.
Il settore periadriatico è caratterizzato da una struttura monoclinalica immergente verso N-E con inclinazioni variabili da 20° nella zona pedemontan a (Guardiagrele, Casacanditella) a suborizzontali nella zona collinare costiera (Miglianico, Tollo).

Dal punto di vista geomorfologico le forme principali del modellamento dell'area del bacino del Fiume Foro, sono riferibili ai seguenti processi geomorfologici: forme strutturali, forme di versante dovute alla gravità, forme dovute alle acque correnti superficiali, forme carsiche, glaciali, superfici relitte, forme di origine antropica.

L'area, come gran parte della regione abruzzese, è soggetta a dissesti geomorfologici di varia natura, a causa della diffusa presenza di litotipi argillosi e sabbioso-conglomeratici, delle forti acclività e delle condizioni climatiche, caratterizzate da notevoli escursioni termiche e da precipitazioni che si concentrano disomogeneamente nello spazio e nel tempo (Almagià, 1910a; D'Alessandro, 1996; D'Alessandro & Pantaleone, 1991; Centamore et alii, 1997; D'Alessandro et alii, 2003a).
Il settore di passaggio dall'area montana a quella pedemontana, in particolare, è caratterizzato da ampi conoidi alluvionali.

Le caratteristiche idrogeologiche dell'area del Fiume Foro sono molto eterogenee in funzione dell'assetto litologico e tettonico. Si possono, quindi, distinguere tre settori: il settore montano, il settore pedemontano collinare e il settore di transizione tra i due.
Il settore montano fa parte dal massiccio carbonatico della Maiella impostato in litotipi calcarei stratificati e fratturati fortemente permeabili. In tale struttura si ha uno tra i più importanti serbatoi idrici dell'Abruzzo.
Il settore pedemontano e collinare è impostato su litologie poco permeabili (litotipi argilloso-sabbiosi) su cui poggiano ridotti spessori di litololgie permeabili (litotipi arenaceo-conglomeratici e litotipi ghiaioso-sabbiosi di natura alluvionale). Questi sono sede di piccole falde idriche sospese.

IDROGRAFIA
L'area di studio è ubicata nel bacino idrografico del fiume Foro, in sinistra idrografica del torrente Dendalo, nel comune di S. Martino sulla Marrucina, a circa 100 m dall'alveo del suddetto torrente. Sono presenti nell'area anche piccoli torrenti e fossi di scolo che confluiscono nel torrente in sinistra idrografica. L'area in oggetto è inquadrabile nel medio - basso corso del bacino del fiume Foro.

1.B.1 INFORMAZIONI RELATIVE ALLO STABILIMENTO

1.B.1.1 STRUTTURA ORGANIZZATIVA

1.B.1.1.1 Grafico organizzazione

Lo Stabilimento si doterà di un “Sistema di Gestione della Sicurezza” che definisce l’organizzazione delle attività produttive e gestionali del sito, integrando un Sistema di Gestione più generale che comprende la struttura organizzativa, responsabilità, prassi, procedure, risorse e procedimenti in relazione all’attuazione della politica di prevenzione degli incidenti rilevanti.
Tutti i requisiti del Sistema di Gestione della Sicurezza saranno finalizzati alla prevenzione ed alla protezione da eventi incidentali ed una raccolta di procedure specifiche regolamenterà tutte le attività del sito, in funzione dei requisiti attesi di Legge e nel rispetto delle norme di buona tecnica.
Il Sistema di Gestione della Sicurezza, attraverso specifiche procedure in accordo al D.M. 09/08/2000, si farà carico delle seguenti gestioni:

- organizzazione e personale;
- identificazione e valutazione dei pericoli rilevanti, derivanti da attività normali e/o anomale;
- controllo operativo;
- gestione delle modifiche;
- pianificazione delle emergenze;
- controllo delle prestazioni;
- controllo e revisione, nonché adozione ed applicazione di procedure relative alla valutazione periodica e sistematica della attuazione della politica di prevenzione degli incidenti rilevanti.

Si riporta la struttura organizzativa aziendale, dove vengono mostrate le linee di comunicazione e interazione tra le persone incaricate della conduzione dell'impianto, dal direttore dell'installazione fino ai singoli operatori.

Allegato 6 1.B.1.1.1 Organigramma

1.B.1.1.2 Entità del Personale

La struttura organizzativa consisterà in un adeguato numero di figure preposte per la gestione dello Stabilimento.

1.B.1.1.3 Requisiti minimi di addestramento

La formazione e l'addestramento del personale dello Stabilimento, concernenti sia gli aspetti specifici dell'attività sia le tematiche di sicurezza, sono previsti almeno nelle seguenti fasi dell'attività lavorativa:

- al momento dell'assunzione;
- periodicamente, ed in relazione a nuove esigenze tecnico-organizzative;
- in occasione del cambio di mansione o assunzione di nuove mansioni in aggiunta alle precedenti;
- in occasione di modifiche (e.g. nuove installazioni, potenziamento di impianti di superficie).

Il piano di formazione sarà revisionato a cadenza annuale.

L'attività formativa relativa ai neo assunti prevede, oltre alla formazione di base iniziale, anche un periodo di training d'affiancamento, prima e dopo l'inserimento nell'impianto. Detto training è diversificato in base alle specifiche esperienze professionali già possedute dal neo assunto e in base alle attività che dovrà svolgere sull'impianto.

Saranno periodicamente condotte attività informative mirate, riguardanti sicurezza, emergenza e primo soccorso, per mezzo della consegna di dispense e di corsi interni finalizzati alla prevenzione di infortuni. Verranno inoltre eseguiti corsi di primo soccorso e di comportamento in lavori ove possono esistere criticità per la salute.

Periodicamente, una ditta specializzata o direttamente il personale del Comando dei VV.F. condurranno corsi di prevenzione incendi dedicati a tutto il personale addetto all'emergenza, in cui saranno affrontate le tematiche di cui all'allegato IX, paragrafo 9.2 del D.M. 10/03/98 relative al Rischio Elevato.

Le attività di manutenzione sia delle attrezzature impiantistiche che di quelle antincendio, la manutenzione elettrica e dei sistemi di emergenza, il trasporto dei rifiuti, le attività di controlli non distruttivi, ecc. risulteranno effettuate da imprese appaltatrici.

Tali imprese, chiamate ad operare nell'ambito del luogo di lavoro, agiscono in conformità a quanto indicato nel DSSC ai sensi del D.Lgs. 624/96 e s.m.i..

Per le imprese che agiranno nella modalità "legata al ciclo produttivo", nel DSSC stesso riporteranno la sintesi della valutazione del rischio di ogni ditta e il coordinamento delle stesse, nonché le modalità di gestione delle possibili interferenze. Per le imprese che svolgeranno attività "non legate al ciclo produttivo", sulla base di un elenco di possibili attività riportate nel Documento stesso dal Titolare e delle conseguenti linee guida di coordinamento, il Direttore Responsabile emetterà appositi Ordini di Servizio, al fine di gestirne l'accesso e la sicurezza.

A tutte le imprese verrà impartito, prima dell'inizio delle attività, un briefing di sicurezza e verrà emesso uno specifico permesso di lavoro.

Inoltre, ai visitatori / imprese esterne verrà consegnato un opuscolo informativo in merito ai rischi di incedente rilevante e al comportamento da tenere in caso di emergenza.

Al personale delle ditte esterne saranno fornite le misure di prevenzione e di emergenza da adottare in relazione ai rischi di interferenza per l'identificazione dei costi della sicurezza ai sensi dell'art 26 del D.Lgs. 81/08 [RIF.23].

Il Gestore procederà all'informazione. All'addestramento e all'equipaggiamento del personale aziendale che lavora "in situ" con le modalità stabilite dal D.M. 16/3/98.

1.B.1.2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ

1.B.1.2.1 Applicabilità del D.Lgs. 334/99 e s.m.i.

Come descritto al successivo paragrafo 1.B.1.2.6.3, il quantitativo massimo di Gas Naturale presente in Centrale e nello stoccaggio è superiore alle 200 tonnellate, limite inferiore per l'applicabilità dell'art. 8 del D.Lgs. 334/99. Pertanto lo stabilimento rientra nel campo di applicazione degli articoli 6, 7 ed 8.

Sostanza	D.Lgs. 334/99, All. I, Parte 1, Colonna 3, limite per l'applicazione dell'art. 8	Quantità totale presente (tonnellate)
Gas Naturale	200	110.000

Del quantitativo totale di Gas Naturale solo una minima quantità, circa 8 tonnellate, è presente in superficie nell'impianto, mentre la quasi totalità è presente nel giacimento.

Nello stabilimento è inoltre presente un minimo quantitativo di gasolio, classificato pericoloso per l'ambiente, utilizzato come combustibile del gruppo per la produzione di energia elettrica di emergenza. Il quantitativo di Gasolio è molto inferiore al 2% della Soglia per l'applicabilità dell'art. 6 della Direttive Seveso (2% di 2500 tonnellate = 50t).

1.B.1.2.2 Codice dell'attività

Il codice dell'attività, per rami, classi e sottoclassi di attività, con riferimento alla classificazione dell'Allegato IV all' O.M. 21 Febbraio 1985 del Ministero della Sanità è:

2. **Industrie estrattive (Comprese tutte le operazioni complementari per il trattamento e l'arricchimento dei minerali).**
   2.02 A - Estrazione di combustibili, solidi, liquidi, gassosi.

Le attività che saranno svolte nell'impianto sono di pertinenza mineraria (Regio Decreto n.1443 del 29/07/1927), codice ISTAT CA 11.10.0 (classificazione ATECO 2002) "Estrazione di petrolio greggio e di gas naturale".

1.B.1.2.3 Tecnologia di base adottata

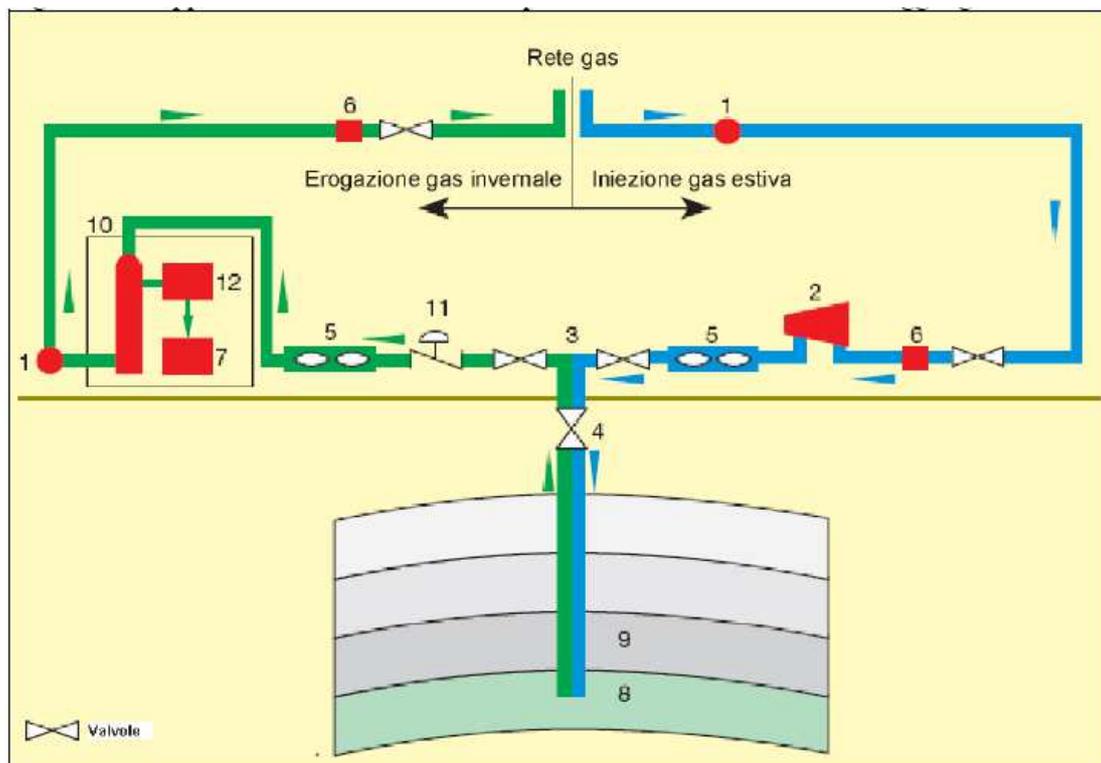
L'attività dello stabilimento sarà caratterizzato dalle due fasi di stoccaggio in giacimento nel periodo estivo (iniezione tramite compressione) ed erogazione durante il periodo invernale.

Tutte le attrezzature necessarie allo svolgimento di tali attività, comprese le teste pozzo e le tubazioni necessarie per la ricezione del Gas naturale dalla rete nazionale e l'erogazione verso la stessa, sono contenute all'interno del perimetro della centrale.

I processi sono caratterizzati da soluzioni tecnologiche conosciute nel campo industriale. In particolare la tecnologia adottata è consolidata da decenni di esperienza nel campo dell'attività mineraria di sfruttamento dei giacimenti produttivi e dell'utilizzo degli stessi, a fine erogazione, quali stoccaggi.

Nella realizzazione del progetto sono state seguite le indicazioni contenute nei documenti dell'Unione Europea relativi alle Migliori Tecniche Disponibili (BREF- Best Available Technique Referring Document) così come definite dalla Direttiva 2008/01/CE relativa alla prevenzione e controllo integrati dell'inquinamento.

1.B.1.2.4 Descrizione dell'attività, schemi di flusso

La figura sottostante riporta uno schema generale che rappresenta le operazioni tipiche relative allo stoccaggio ed erogazione di gas naturale.

(Fonte: "Netherlands Institute of Applied Geoscience TNO - modificato) - LEGENDA:

1. filtro del gas
2. compressore di iniezione
3. testa pozzo
4. valvola di sicurezza
5. air coolers
6. treno di separazione
7. stoccaggio acque da separazione
8. livello sede di stoccaggio
9. livello di copertura impermeabile
10. apparecchiature di disidratazione gas
11. valvola di controllo della pressione
12. separatore frazioni liquide

Schema del processo di un impianto di stoccaggio gas naturale

Si Allegano lo schema a blocchi e gli schemi di flusso di processo (PFD)

Allegato 7 1.B.1.2.4 Schema a blocchi e Schemi di Flusso

Il progetto consiste nella realizzazione della Centrale di Stoccaggio Poggiofiorito, che sarà situata nel territorio comunale di S. Martino sulla Marrucina (CH).

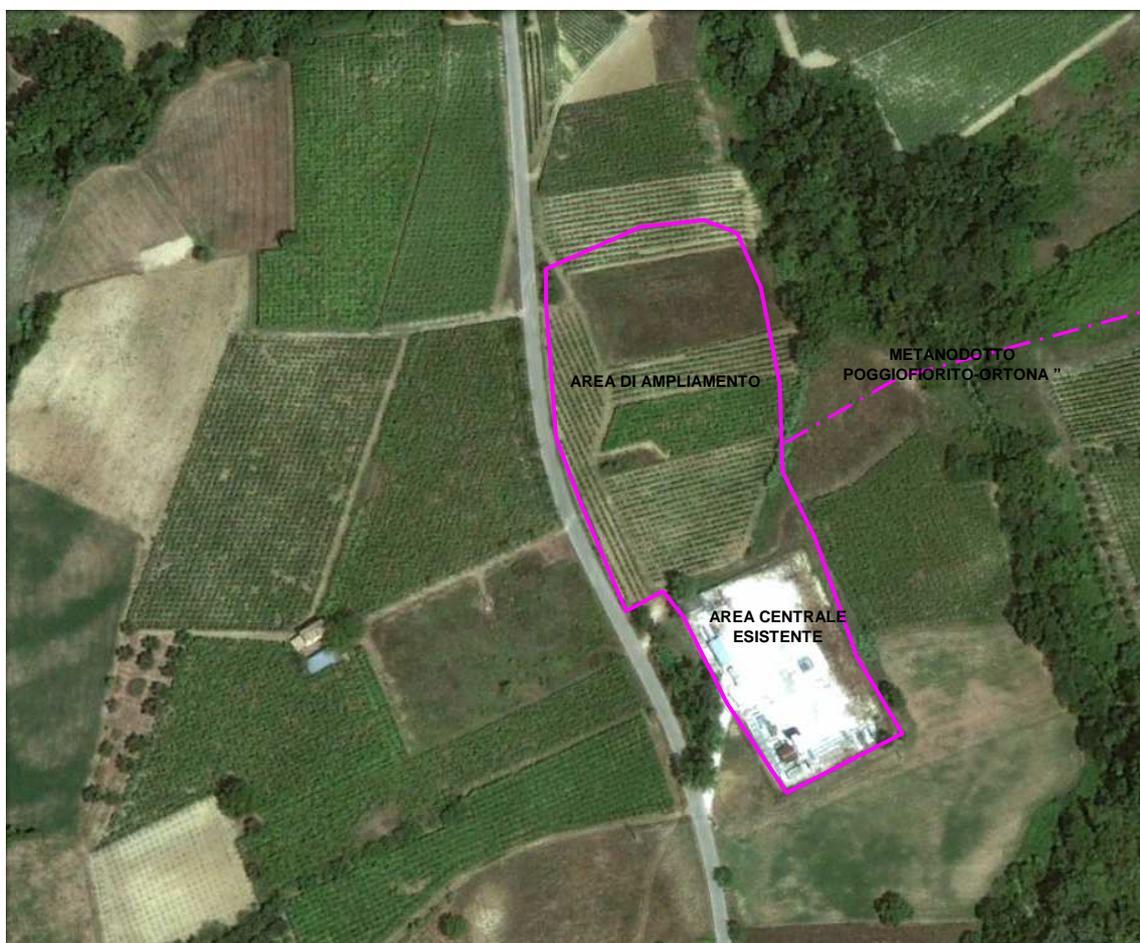
Il progetto prevede il work-over del pozzo esistente “Poggiofiorito 1bis dir A” e la perforazione di 2 nuovi pozzi nell’area attualmente adibita alla Centrale di Poggiofiorito, la costruzione di una nuova Unità di Compressione per consentire l’iniezione di gas naturale prelevato dalla rete nazionale e di una nuova Unità di Trattamento per rendere il gas estratto dai pozzi conforme alle specifiche della Rete di Distribuzione in un’area di ampliamento dell’attuale Centrale di Poggiofiorito; l'impianto sarà dotato anche di tutte le unità di servizio necessarie per il funzionamento.
Il servizio di stoccaggio si compie secondo dei cicli di funzionamento annui, costituiti da due fasi:

- fase di iniezione, dal 1 aprile al 31 ottobre, durante la quale il gas viene prelevato dalla rete nazionale, compresso nell’apposita unità ed iniettato nei pozzi. Durante questa fase saranno operativi soltanto i sistemi di compressione e di misurazione del volume iniettato;
- fase di erogazione, dal 1 novembre al 31 marzo, durante la quale il gas viene erogato dai pozzi, trattato e, dopo la misura fiscale, immesso nella rete di distribuzione nazionale. In questa fase viene generalmente utilizzata l’Unità di Trattamento ed eventualmente anche l’unità di compressione a supporto dei livelli di pressione richiesti (in caso di pressioni dinamiche di testa pozzo inferiori alla pressione di rete).

Nell'ambito dello sviluppo del progetto, per consentire il transito dei volumi di gas movimentati si prevede di utilizzare il metanodotto di collegamento esistente, che collega la centrale di Poggiofiorito alla dorsale Adriatica Chieti-S.Salvo DN 22”.
Il punto di collegamento alla rete nazionale resta identificato in una cameretta collocata a margine della recinzione della nuova centrale di stoccaggio di Poggiofiorito e viene utilizzato sia in fase di iniezione, prelevando il gas da Snam Rete Gas, che in fase di erogazione , con punto di tie-in situato nello stesso punto di prelievo. A tal fine è stata inoltrata specifica richiesta a Snam Rete Gas.
Le principali attività previste per la costruzione della Centrale di stoccaggio di Poggiofiorito, sono:

- lavori civili di ampliamento piazzale
- perforazione di 2 pozzi per lo stoccaggio del gas;
- work-over del pozzo “Poggiofiorito 1 bis dir A” per lo stoccaggio del gas;
- realizzazione delle Centrale di stoccaggio mediante:
  - installazione dell’Unità di Compressione per consentire l'iniezione del gas nel reservoir dalla rete nazionale di distribuzione del gas;
  - installazione dell’Unità di Trattamento per rendere il gas estratto dal giacimento naturale, dopo lo stoccaggio, in conformità alle specifiche di vendite;
  - installazione di tutte le utilities necessarie per il funzionamento dell’impianto;
  - installazione di tutte le attrezzature logistiche necessarie per la gestione degli impianti.

La figura alla pagina seguente mostra la localizzazione dell'esistente Centrale Poggiofiorito, dove verranno perforati i pozzi e dell'area di ampliamento, dove verrà realizzata la nuova Centrale di Stoccaggio.

<u>Sintesi del processo</u>
Il servizio della centrale è distinguibile nelle due fasi di compressione per lo stoccaggio del gas nei giacimenti (fase di iniezione) ed erogazione, che prevede il trattamento del gas naturale prima dell'immissione nella rete nazionale Snam Rete Gas (SRG).

Fase di iniezione
In iniezione, il gas proveniente da SRG viene inviato al sistema di compressione, costituito da un treno di compressione operativo ed uno di riserva mossi da motore elettrico.

Il Sistema di Compressione selezionato per Poggiofiorito è del tipo "monostadio".

Per preservare i compressori da eventuali residui provenienti dalle tubazioni o dalle immissioni di liquido, il gas in aspirazione passa attraverso dei separatori. L'unità di compressione ricostituirà il

giacimento di Poggiofiorito, sia all'inizio dell'attività di stoccaggio (refil – ricostituzione del giacimento fino alla pressione originaria) sia dopo ogni erogazione invernale.

Fase di Erogazione
Il gas proveniente dai pozzi è saturo in acqua e necessita di essere disidratato/trattato (prevenire la formazione di idrati e di condense), al fine di essere a specifica come richiesto dal gestore della rete di distribuzione nazionale. Infatti anche piccole quantità di acqua possono ostacolare il trasporto del gas a causa delle formazione di idrati, con possibili danni alle apparecchiature delle stazioni lungo il trasporto e/o nei processi a valle, o della corrosione delle pipeline.

Fino ad una pressione di circa 75 barg in ingresso all'unità, il gas erogato dai pozzi viene alimentato direttamente ai setacci molecolari senza necessità di compressione. Sotto questo valore l'unità di trattamento lavora associata all'unità di compressione del gas erogato dai pozzi.

L'unità avrà la funzione di portare a condizioni di intercambiabilità il gas che sarà immesso nel punto di collegamento alla rete nazionale con il raggiungimento del dew point richiesto. Sarà costituita principalmente da separatori, filtri, riscaldatori del gas e da un package formato essenzialmente da n. 3 colonne a letto solido (setacci molecolari). Per evitare la combustione di gas naturale in loco, i riscaldatori utilizzati durante la fase di erogazione saranno elettrici.

Il gas proveniente dai pozzi, dopo la separazione dell'acqua di strato nel separatore di produzione, confluisce nel manifold e viene inviato ai setacci molecolari. Il sistema è costituito da 3 letti di absorbimento, due funzionanti ed uno in rigenerazione. L'unità sarà progettata per essere gestita con criteri di elevata automazione, in grado assicurare sia la gestione dell'esercizio ordinario che le eventuali situazioni di emergenza.

Durante il ciclo di adsorbimento il gas entra in testa ed esce sul fondo in modo da attraversare lungo tutto l'asse il letto. Il gas disidratato, dopo la filtrazione e la misura fiscale viene raffreddato e immesso nel Gasdotto.

Una parte del gas trattato viene utilizzato per la rigenerazione delle colonne e reimmesso nel ciclo del trattamento.

Durante la rigenerazione, il gas, previo riscaldamento, entra sul fondo del letto, lo attraversa ed esce dall'alto.
L'acqua contenuta nel gas di rigenerazione viene separata da esso in un apposito serbatoio previo raffreddamento con un refrigerante ad aria. Il gas poi è ricompresso e rinviato a monte del letto funzionante.

Le acque separate dal gas sono raccolte dal sistema drenaggi chiusi e periodicamente mandate al trattamento conto terzi, tramite camion cisterna.
L'energia elettrica necessaria all'impianto è fornita dalla Rete Elettrica Nazionale. L'impianto principale è alimentato dalla rete elettrica esterna in grado di fornire energia durante le fasi iniezione o erogazione. E' anche previsto un gruppo di emergenza costituito da un generatore diesel. Sono evitati qualsiasi impiego di sostanze chimiche come glicole e metanolo per evitare la formazione di idrati, per i quali si è scelto di optare, ove necessario per un sistema di tracciatura elettrico.

La sicurezza tra l'area cluster dei pozzi e gli impianti di trattamento gas sarà garantita mediante l'impiego di valvole automatiche (valvole di sicurezza, valvole master e wing) e valvole di chiusura che possono essere attivate mediante pulsanti (shut down) che assicurano una pressione di tenuta molto maggiore della pressione statica di testa pozzo. La progettazione della centrale è stata effettuata nel massimo rigore e nello scrupoloso rispetto della normativa nazionale e internazionale di settore.

Ogni sezione di testa pozzo sarà munita di una strumentazione capace di inviare al Sistema di Comando Distribuito (DCS) i segnali relativi a flusso, pressione e temperatura di ogni singola linea di flusso e altri dati sul pozzo e sulla testa di pozzo richiesti, registrare la portata del gas, sezionare attraverso la SDV (Shut Down Valve) e depressurizzare attraverso la BDV (Blow Down Valve).

La tabella alla pagina seguente riporta la codifica relativa alla numerazione e denominazione delle unità.

Numero	**Denominazione**	
01	Fiscal Metering system	Sistema di misura fiscale
02	Gas compression system	Sistema di compressione gas
03	Pipes, collectors / Produced gas separation system	Tubazioni, collettori / Sistema di separazione gas prodotto
04	Gas treatment system	Sistema trattamento gas
05	Heating & gas lamination	Riscaldamento e laminazione gas
06	Water collection	Raccolta acque
07	Well Head	Testa pozzo
10	Compressed air	Aria compressa
11	Production of hot water	Produzione acqua calda
12	Compressors' lube oil storage	Stoccaggio lubrificante compressori
13	Potable water	Acqua potabile
14	Emergency electric power generation	Generazione elettrica d'emergenza
15	Nitrogen	Azoto
16	Close drain system	Sistema di drenaggio chiuso
17	Blow down system	Sistema di blow down
18	Fire Fighting	Antincendio
19	Gas recovery system	Sistema recupero gas
20	Fuel Gas System	Sistema Fuel gas

Le unità principali del processo sono le seguenti, mentre le rimanenti sono considerate unità di servizio:

- Unità 01 / Unità di misura fiscale
- Unità 02 / Unità treno di compressione n. 1 e n. 2
- Unità 03 / Unità di separazione Gas
- Unità 04 / Unità di trattamento Gas
- Unità 05 / Unità di riscaldamento e laminazione del Gas
- Unità 07 / Unità teste pozzo

Unità 01 – Unità Di Misura Fiscale

In entrambe le fasi di erogazione ed iniezione, il gas prodotto dai pozzi ed il gas di iniezione proveniente dalla rete SNAM passano attraverso il sistema di misura fiscale.

Unità 02 – unità treno di compressione n. 1 e n. 2

Lo scopo di questa unità, durante la fase di iniezione, è quello di comprimere il gas proveniente dalla rete nazionale SNAM alla pressione di iniezione del pozzo di stoccaggio. Questa unità viene utilizzata anche durante la fase di erogazione dal 2° al 6° mese, quando la pressione di erogazione è inferiore alla pressione richiesta dell'unità di trattamento.

Unità 03 – Unità Separazione Gas

Nella fase di erogazione l'unità assicura la separazione del gas dai liquidi provenienti da ciascun pozzo, per mezzo di un separatore.
Nella fase di iniezione il gas proveniente dalla mandata del compressore viene iniettato direttamente a testa pozzo, by-passando il collettore di produzione ed il separatore di testa pozzo.

Unità 04 – Unità Di Trattamento Gas

Lo scopo di questa unità è quello di rimuovere l'acqua dissolta nel gas estratto, prima di inviarlo alla rete nazionale SNAM per traguardare le specifiche di consegna alla rete Nazionale.
Questa unità viene utilizzata solo nella fase di erogazione.
La disidratazione del gas naturale avviene per adsorbimento su letto di setacci molecolari.

Unità 05 – Unità Di Riscaldamento E Laminazione Del Gas

Questa unità viene utilizzata soltanto durante la fase di erogazione, mentre è by-passata durante la fase di iniezione. La funzione di questa unità è quella di riscaldare il gas proveniente dai separatori, in modo da prevenire la formazione di idrati che potrebbero causare occlusioni nel piping, in particolare all'inizio del periodo di erogazione.

Unità 06 – Raccolta Acque

E' previsto lo stoccaggio dell'acqua piovana di dilavamento delle aree cordolate e potenzialmente semi oleose.

Unità 07 – Unità Teste Pozzo

Ciascuna delle teste pozzo è dotata di una valvola idraulica di sicurezza (SSSV), una valvola master e una valvola wing, entrambe pneumatiche. La valvola wing è collegata alla flowline da 4", elettricamente tracciato che viene utilizzata sia per l'erogazione che per la fase di iniezione.
In prossimità della testa pozzo sono installati: trasmettitore di pressione, trasmettitore di temperatura, un pressostato di altissima pressione e no. 3 interruttori di bassissima pressione per monitorare le condizioni di testa pozzo e di iniziare le logiche di blocco.

Unità 10 – Compressori Aria

Questa unità ha lo scopo di produrre aria compressa per l'alimentazione delle varie utenze.

Unità 11 – Produzione Di Acqua Calda

L'acqua calda è prodotta per usi domestici per gli uffici. L'unità consiste di un riscaldatore e una pompa di circolazione.

Unità 12 – Stoccaggio Olio Compressori

È previsto lo stoccaggio di olio lubrificante dei compressori di gas in n. 2 serbatoi rispettivamente per olio vergine ed olio esausto.

Unità 13 – Acqua Potabile

Lo scopo di questa unità è quello di distribuire acqua potabile proveniente dall'acquedotto per uso civile e industriale.

Unità 14 – Generatore Elettrico Di Emergenza

L'energia elettrica utilizzata normalmente proviene dalla rete elettrica nazionale. Il sistema principale elettrico è in grado di fornire, attraverso trasformatori MT/BT, elettricità a sufficienza per la fase di erogazione e la fase di iniezione. In caso di mancanza di energia elettrica è presente un generatore diesel di emergenza che viene avviato automaticamente.
Il gruppo elettrogeno sarà alimentato da combustibile liquido (gasolio) con punto di infiammabilità ≥ 65 C°. Il gasolio sarà stoccato in un serbatoio di 15 mc circa installato fuori terra, in prossimità dell'edificio multiuso, all'interno di un bacino di contenimento.
Le installazioni del gruppo elettrogeno e del serbatoio di stoccaggio del gasolio saranno eseguite nel rispetto delle vigenti leggi in vigore, ovvero:

- D.M. 13 luglio 2011
- D.M. 28 aprile 2005
- D.M. del 31 Luglio 1934

Unità 15 – Azoto

L'azoto viene utilizzato come gas di polmonazione del serbatoio drenaggi chiusi e come gas di purga delle apparecchiature in caso di manutenzione.

Unità 16 – Sistema Di Raccolta Acque Oleose

In questa unità è raccolta l'acqua prodotta e l'acqua di condensazione proveniente dai separatori di produzione, dai liquidi scaricati dal K.O. di aspirazione di mandata dei compressori dell'unità di trattamento.
Gli scarichi in pressione sono convogliati nel degaser dove il gas associato viene inviato al sistema di recupero gas - Unità 19. I liquidi sono scaricati al serbatoio di stoccaggio integrato.

Unità 17 – Blow-Down

Lo scopo di questa unità è quello di raccogliere il gas proveniente dagli scarichi di emergenza (PSV / BDV) per smaltirlo in modo sicuro in atmosfera. Si tratta della candela di sfiato spenta, nella quale sono inseriti i sistemi di rilevamento incendio e di estinzione automatica CO_2, in caso di innesco accidentale dell'effluente.

Unità 19 – Trattamento E Recupero Dei Gas

Questa unità è progettata per raccogliere il gas proveniente dal degasatore dell'unità 16 e da tutte le depressurizzazioni manuali. Il gas effluente viene normalmente compresso e reimmesso nel ciclo produttivo. In caso di blocco il gas viene dirottato alla torcia di riserva dell'Unità 19.

Unità 20 – Fuel Gas System

Il fuel gas viene utilizzato esclusivamente per alimentare i piloti della torcia di riserva all'unità di recupero effluenti.

1.B.1.2.5 Capacità produttiva

La quantità di stoccaggio o working gas intesa come il volume da iniettare ed erogare in maniera costante senza pregiudicare le prestazioni durante tutta l'attività di stoccaggio è stata calcolata in base a studi di giacimento con modelli dinamici analitici che hanno simulato l'andamento delle pressioni e dei volumi di gas in gioco durante la futura fase di stoccaggio. Per Poggiofiorito i dati ottenuti sono qui riportati in termini di capacità e di portate massime previste.

- Working gas = 157 MSm^3
- Portata massima di gas in fase di iniezione = 1,7 MSm^3/giorno
- Portata massima di gas in fase di erogazione = 1,7 MSm^3/giorno.

Per mantenere costanti le prestazioni durante i futuri cicli erogativi ed iniettivi, la pressione di fondo non supererà il suo valore massimo, pari a 131,5 kg/cm^2 ass. (@ -800 mslm), mentre la pressione di testa, in funzione della fase di erogazione ed iniezione, potrà oscillare tra i 53 kg/cm^2 e 125 kg/cm^2.
La progettazione degli impianti facenti parte della centrale di stoccaggio, dei pozzi e di tutte le apparecchiature necessarie al fine di poter espletare tutte le attività di stoccaggio, sono state effettuate considerando le condizioni di operatività più rigorose corrispondenti alle massime ottenibili dal giacimento.

1.B.1.2.6 Elenco, quantitativi massimi e caratteristiche delle sostanze pericolose

1.B.1.2.6.1 Dati e informazioni

Nello stabilimento e nello stoccaggio è presente unicamente Gas Naturale, costituito per la maggior parte da Metano ed in percentuale molto minore altri idrocarburi leggeri, con caratteristiche del tutto analoghe.
Numeri identificativi del gas Naturale:
Numero CAS 68410-63-9
Numero CE 270-085-9

Si riporta di seguito al classificazione del Gas Naturale.

- R12 Estremamente infiammabile (Dir. 548/67/CE)
- H220 Gas Altamente infiammabile (Reg. 1272/2008/CE, nota come "CLP")

Le caratteristiche del gas naturale sono riportate nella Scheda di Sicurezza allegata.

Nello stabilimento è inoltre presente un minimo quantitativo di gasolio, classificato pericoloso per l'ambiente, utilizzato come combustibile del gruppo per la produzione di energia elettrica di emergenza. Il generatore diesel alimenta i carichi vitali per garantire la sicurezza dell'impianto in caso di emergenza. Il quantitativo di Gasolio (molto inferiore al 2% della Soglia per l'applicabilità della Direttive Seveso) e le modalità di stoccaggio rendono la presenza di tale sostanza non significativa ai fini dell'analisi di rischio. Si riporta comunque in allegato una scheda di sicurezza del gasolio.

Allegato 8 1.B.1.2.6 Schede di Sicurezza

1.B.1.2.6.2 Fasi dell'attività

Il gas naturale è presente in tutte le fasi dell'attività. Per maggiori dettagli si rimanda al precedente paragrafo 1.B.1.2.4.
Il gasolio è utilizzato unicamente per il gruppo elettrogeno.

1.B.1.2.6.3 Quantità effettiva prevista

Si veda il precedente Paragrafo 1.B.1.2.1

Il quantitativo massimo di Gas Naturale presente negli impianti è pari a circa 8 tonnellate; il dettaglio relativo all'hold-up di ciascuna unità di processo è riportato nelle schede del metodo ad indici di cui al successivo paragrafo 1.B.1.3.
Il quantitativo di Gas Naturale utilizzabile dal giacimento, così come definito al precedente paragrafo 1.B.1.2.5 è pari a circa 157 MSm^3 * 0,7 kg/m^3 = circa 110.000 tonnellate (incluso l'hold-up presente in impianto).
Nello stabilimento è inoltre presente un minimo quantitativo di gasolio, classificato pericoloso per l'ambiente, utilizzato come combustibile del gruppo per la produzione di energia elettrica di emergenza. Il quantitativo di Gasolio (molto inferiore al 2% della Soglia per l'applicabilità della Direttive Seveso) e le modalità di stoccaggio rendono la presenza di tale sostanza non significativa ai fini dell'analisi di rischio. Si riporta comunque in allegato una scheda di sicurezza del gasolio.

1.B.1.2.6.4 Comportamento chimico e/o fisico nelle condizioni di normale utilizzazione

Le operazioni che coinvolgono il gas naturale consistono in compressione ed espansione, senza alcuna reazione chimica o cambiamento di stato fisico. Il metano è inoltre soggetto a disidratazione tramite adsorbimento dell'umidità su appositi letti.

Tutte le operazioni comportano la movimentazione del metano in tubazioni permanenti e chiuse.

In caso di depressurizzazione rapida di emergenza di alcune parti di impianto, è prevedibile un raffreddamento dei fluidi fino a temperature molto basse, dell'ordine dei -30°C; la progettazione dell'impianto ha pertanto tenuto in considerazione questo aspetto.

In caso di raffreddamento è anche ipotizzabile la formazioni di idrati di metano solidi, che potrebbero ostruire le tubazioni. Ove questo rischio è ritenuto significativo, le attrezzature e/o le tubazioni saranno dotate di sistemi di riscaldamento che impediscano la formazione di idrati.

1.B.1.2.6.5 Sostanze che possono originarsi in condizioni anomale di esercizio

In caso di variazioni repentine delle condizioni di processo, come già descritto al paragrafo precedente, sono ipotizzabili abbassamenti significativi della temperatura, comunque all'interno delle condizioni di progettazione.

Non si origineranno sostanze diverse da quella di partenza. Le uniche conseguenze di tali anomalie potranno essere solamente variazioni di presenza o stato fisico della stessa e quindi costituiscono un problema di esercizio e non di sicurezza.

In caso di rilascio ed incendio possono formarsi i prodotti tipici della combustione di idrocarburi, quali anidride carbonica (CO_2), acqua e minime quantità di monossido di carbonio (CO) e ossidi di azoto (NO_x).

All'interno dello stabilimento non sono presenti sostanze tra di loro incompatibili.

1.B.1.3 ANALISI PRELIMINARE – METODO INDICIZZATO

1.B.1.3.1 Metodologia

L'analisi preliminare per l'individuazione delle aree critiche viene condotta mediante il Metodo Indicizzato, sviluppato in accordo all'Allegato II del D.P.C.M. 31.03.89. Questo metodo permette la suddivisione preliminare di una generica attività industriale in aree a maggiore o minore rischio, a seconda del valore degli indici di rischio individuati.

Il fine di detta classificazione è quello di fornire un quadro immediato e sintetico del grado di sicurezza delle unità di impianto e di stoccaggio prese nel loro insieme e singolarmente, così da poter individuare quelle aree sulle quali eventualmente approfondire l'indagine, qualora l'indice di rischio globale "intrinseco" evidenzi delle situazioni particolari.

Il giacimento di stoccaggio non è stato considerato tra le unità logiche, dato che la metodologia in oggetto è applicabile ad apparecchiature e tubazioni, e non si presta a rappresentare i parametri caratteristici del giacimento. Il rischio connesso con il giacimento è stato analizzato al paragrafo 1.C.1.5.

Il primo passo per attuare il metodo proposto consiste nella suddivisione dell'Impianto in unità omogenee, dette aree critiche. Queste si possono definire come una parte dell'impianto che può essere logicamente caratterizzata come entità fisica separata. Indipendentemente dall'essere separata fisicamente (o potenzialmente separabile) dalle unità adiacenti, una unità si distingue per:

- la natura del processo condotto;
- le sostanze contenute;
- le condizioni operative.

In particolare per ogni unità vengono riportate le scelte effettuate (ad es. sostanza predominante dell'unità), le valutazioni dei parametri e le relative motivazioni. Per ciascuna unità sono indicate anche le misure di sicurezza volte a ridurre il numero di incidenti e la dimensione potenziale degli stessi, scegliendole tra gli elementi proposti nell'Allegato II del D.P.C.M. sopracitato.

La metodologia è stata applicata a tutte le unità di processo presenti nella centrale.

1.B.1.3.2 Applicazione e sintesi dei risultati

La suddivisione in unità logiche, effettuata in accordo alla normativa citata, è riportata nella tabella sottosante, unitamente all'indice di rischio compensato G'.

Come si può notare, tutte le unità ricadono nella categoria "lieve" o "basso", a conferma degli elevati standard adottati.
N.B. la numerazione delle unità del metodo ad indici corrispondi ai nodi dell'analisi HazOp e non alla numerazione di processo adottata nel resto del documento.

Si riportano le schede ed i fogli di calcolo relativi all'applicazione del Metodo Indicizzato.

Allegato 9 1.B.1.3.2 Schede di calcolo del Metodo Indicizzato

Unità metodo ad indici	Unità di impianto	Descrizione	Indice di rischio compensato G'
1	Unità 7	Teste pozzo (3)	Lieve
2	Unità 3	Produced gas separator (3)	Lieve
3	Unità 03/05	Heating and gas lamination (3)	Basso
4	Unità 02	Gas compression system (compressor)	Lieve
5	Unità 02	Gas compression system (air cooler)	Lieve
6	Unità 04	Gas treatment unit (inlet gas filter separator)	Lieve
7	Unità 04	Gas treatment unit (adsorber column)	Lieve
8	Unità 04	Gas treatment unit (treated gas outlet filter)	Lieve
9	Unità 04	Gas treatment unit (regeneration gas compressor)	Lieve
10	Unità 04	Gas treatment unit (electric heater)	Lieve
11	Unità 04	Gas treatment unit (assorbitore in rigenerazione)	Lieve
12	Unità 04	Gas treatment unit (regeneration gas cooler & separator)	Lieve
13	Unità 01	Fiscal metering system	Lieve
14	Unità 19	Gas recovery system (separators, compressors, cooler)	Lieve
15	Unità 16	Closed drain system	Lieve
16	Unità 19	Gas recovery system (flare seal drum & flare)	Lieve
17	Unità 17	Blow down system	Lieve
18	Unità 14	Emergency electric power generation	Lieve

1.C.1 SICUREZZA DELLO STABILIMENTO

1.C.1.1 SANITÀ E SICUREZZA DELL'IMPIANTO

1.C.1.1.1 Sanità e sicurezza connessa con questo tipo d'impianti

Il Gas naturale non è nocivo né tossico.
Essendo infiammabile, il personale è esposto al rischio di incendio o esplosione; in caso di rilascio in ambiente chiuso è inoltre presente il rischio di asfissia; ai paragrafi successivi verranno esposte tutte le misure di prevenzione e protezione atte a minimizzare tali rischi.

Lo stabilimento è soggetto, oltre che al D.Lgs. 81/2008 [RIF.23], Testo Unico in materia di Sicurezza sul Lavoro, anche al D.Lgs. 624/96 [RIF.14]. Prima della messa in esercizio verrà pertanto redatto un documento denominato DSS (Documento di Salute e Sicurezza) equivalente al DVR (Documento di Valutazione dei Rischi) previsto dal Testo Unico, che conterrà l'analisi di rischio relativa alla sicurezza dei lavoratori e definirà le misure di prevenzione e protezione necessarie a minimizzare i rischi individuati.

Gli operatori riceveranno idonea formazione, informazione ed addestramento relativamente alle attività da svolgere, ai rischi connessi, ed ai dispositivi di prevenzione da utilizzare.

Inoltre lo stabilimento sarà dotato di segnaletica opportuna in modo da evidenziare ogni area ove siano presenti rischi particolari.

1.C.1.1.2 Analisi storica

Alla data di presentazione del presente documento non si sono verificati incidenti/eventi significativi negli Stabilimenti gestiti dall'altro Operatore presente in Italia, le cui attività hanno avuto inizio dal 1951.

Con riferimento alle operazioni svolte ed alle sostanze presenti, è stata effettuata una analisi storica degli scenari incidentali avvenuti in passato, utilizzando la banca dati MHIDAS, pubblicata da AEA Technology per conto di UK Health and Safety Executive. Tale analisi si è focalizzata sugli incidenti che hanno coinvolto il Gas Naturale.
L'Analisi Storica è riportata in Allegato.

Allegato 10 1.C.1.1.2 Analisi storica

Nel documento allegato sono stati analizzati 98 eventi riguardanti impianti e stoccaggio di Gas Naturale; relativamente agli eventi descritti come "stoccaggio" si evidenzia che non sono riferiti a stoccaggi in giacimento (per la quale la citata banca dati non fornisce alcuna informazione), ma ad ordinari sistemi di stoccaggio in recipienti in pressione.

Gli eventi incidentali sono stati analizzati considerando:

- area di origine (processo, stoccaggio)
- unità dove ha avuto origine l'evento (scambiatori, pompe, tubazioni, ecc.)
- tipologia di effetto (incendio, getto incendiato, ecc.)
- causa (errore umano, eventi esterni, failure della strumentazione, ecc.).

Come deducibile dall'analisi storica e dalle schede allegate, le informazioni fornite dall'analisi storica possono dare solamente una indicazione di massima relativa ai rischi.

Nei successivi paragrafi verrà effettuata una analisi di rischio approfondita, tramite la metodologia HAZOP, che consente di individuare i rischi e di determinare, tramite le tecniche degli alberi di guasto e degli eventi, la frequenza delle ipotesi incidentali.

All'interno dell'Analisi HAZOP sono stati presi in considerazione anche eventi stocastici, quali la rottura di tubazioni e apparecchiature e/o perdita dalle stesse, utilizzando ratei di guasto provenienti da banche dati consolidate.

Per quel che riguarda i rischi connessi con il giacimento, è stato analizzato il Report RR671 dell'ente del Regno Unito "Health and Safety Executive". Da tale report si deduce che il rischio di perdita da stoccaggio in giacimenti esausti è un evento estremamente improbabile; i ratei di guasto utilizzati nel presente Rapporto di Sicurezza risultano in linea o più cautelativi di quelli riportati nel report. Un ulteriore approfondimento relativo all'analisi di rischio del pozzo e del giacimento è riportato in allegato 1.C.1.5.

1.C.1.2 REAZIONI INCONTROLLATE

Per le operazioni effettuate non si prevedono reazioni chimiche di alcun tipo (esotermiche e/o difficili da controllare).

1.C.1.3 DATI METEOROLOGICI E PERTURBAZIONI GEOFISICHE, METEOMARINE E CERAUNICHE

1.C.1.3.1 Dati meteorologici

Ai fini dell'analisi di rischio, ed in particolare per la determinazione delle aree di danno, sono stati prese in considerazione, conformemente alle indicazioni delle normative vigenti, le condizioni F2 e D5, corrispondenti alla Classe di Stabilità di Pasquill "F" con vento 2 m/s e "D" con vento 5 m/s.

Di seguito si riportano dati bibliografici relativi alla Regione Abruzzo

La regione Abruzzo è caratterizzata da un territorio variegato, che passa da zone costiere a rilievi montuosi anche considerevoli. Di conseguenza sotto il profilo climatico non è possibile generalizzare ma si distinguono differenti zone:

- fascia costiera
- fascia pedocollinare
- zona montana e collinare
- zona valliva.

L'area di studio si colloca in zona collinare alla base del massiccio della Maiella e nei pressi della zona valliva creata dal Fiume Foro. Il clima è essenzialmente continentale con temperature più basse generalmente nel mese di Gennaio, con piogge più abbondanti in autunno è più scarse nel periodo estivo.
L'area di studio ricade in zona con clima "temperato sublitoraneo" (Cs) caratterizzata da media annua compresa tra 10℃ e 14,4℃; media del mese pi ù freddo tra 4℃ e 5,9℃; 3 mesi con media > 20℃ ed escursione annua tra 16℃ e 19℃.
L'area risente, tuttavia, di influenze climatiche montane poiché si trova a breve distanza dalle pendici del Monte della Maiella ove si registra un brusco cambiamento climatico verso il "Temperato fresco" (vedi nota 2) caratterizzato da media annua compresa tra 3 e 5,9℃; media del mese più freddo <-3℃; media del mese più caldo tra 10 e 14.9℃ ed escursione annua tra 16 e 19℃.

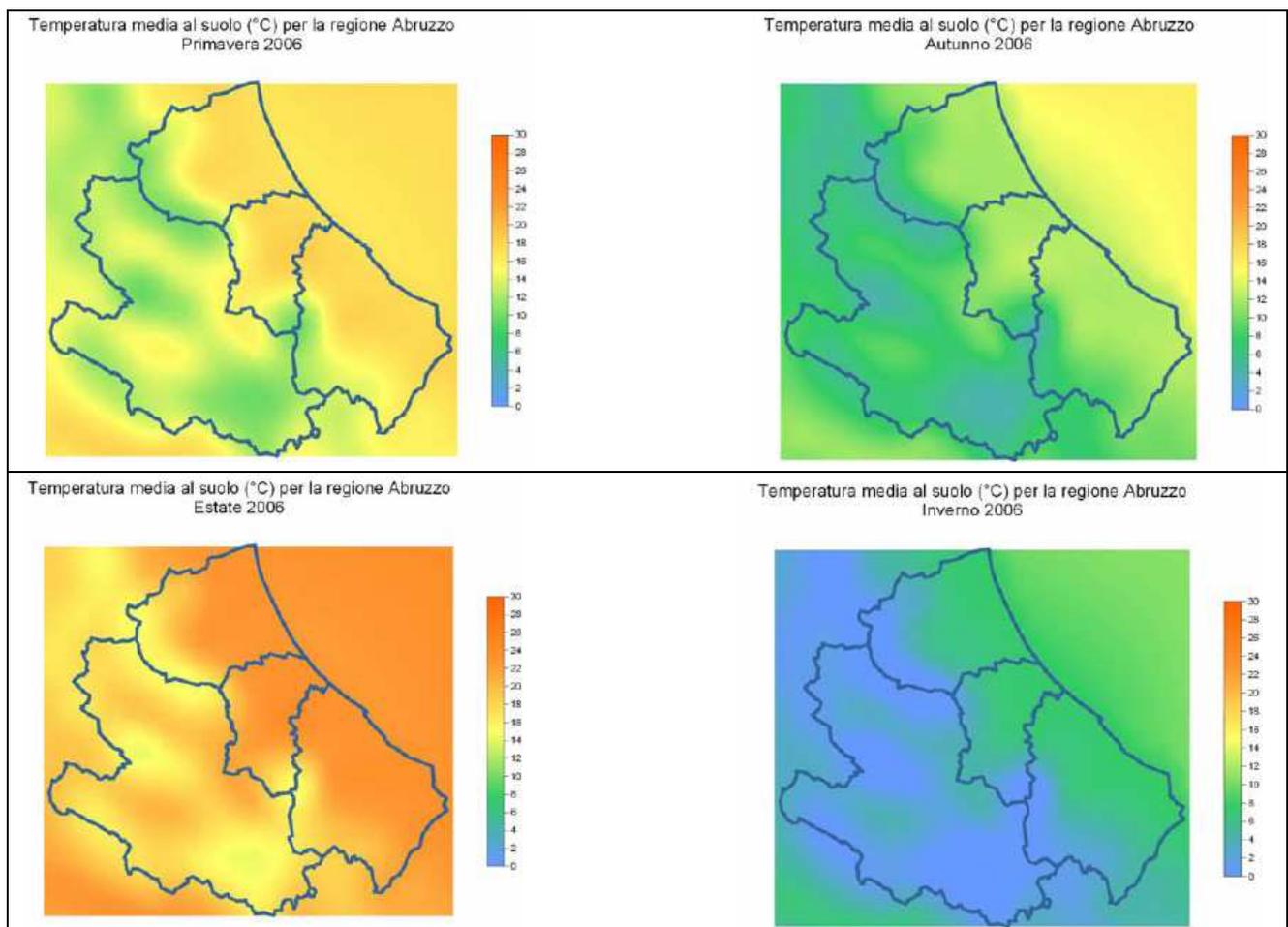
I dati bibliografici di seguito riportati sono tratti dal "Piano Regionale per la Tutela della Qualità dell'Aria – 2007".
Le caratteristiche climatiche di una zona sono strettamente connesse con il fenomeno di trasporto e dispersione di eventuali inquinanti presenti in atmosfera.
La temperatura al suolo, oltre ad essere un parametro meteo importante locale riveste un ruolo determinante anche nel fenomeno dell'inquinamento da ozono. Nella figura seguente sono

riportate le mappe di temperatura sull'intero territorio regionale così come stimate dai modelli meteorologici MM5 e CALMET in accoppiata (Piano Regionale per la Tutela della Qualità dell'Aria - 2007).

Temperatura media al suolo (°C) per la regione Abruzzo Primavera 2006

Temperatura media al suolo (°C) per la regione Abruzzo Autunno 2006

Temperatura media al suolo (°C) per la regione Abruzzo Estate 2006

Temperatura media al suolo (°C) per la regione Abruzzo Inverno 2006

Nell'area di interesse, nel 2006, sono state registrate in linea generale medie primaverili comprese tra 15 e 18 °C, medie autunnali comprese tra 10 e 1 2 °C, medie invernali comprese tra 2 e 8°C e medie estive comprese tra 16 e 22 °C.

La stabilità atmosferica è un parametro dipendente da:

- vento
- radiazione solare,
- ciclo notte-giorno,
- pressione atmosferica,
- copertura nuvolosa.

Pasquill e Gilford hanno creato un modello che suddivide il range di stabilità atmosferica in 6 intervalli (classi) denominati: A, B, C, D, e, F, dalla più instabile (A) alla più stabile (F).
Lo studio delle classi di stabilità atmosferica è strettamente correlato con i fenomeni di inquinamento; infatti quando l'atmosfera è più stabile (in corrispondenza delle classi D E F) si hanno fenomeni di ristagno di sostanze inquinanti, viceversa quando si presenta instabilità (classi A B C) la turbolenza da essa generata favorisce la dispersione di suddette sostanze.
In generale, nei mesi più caldi sono più frequenti le classi più instabili, a causa di una maggiore irradiazione solare ed una minore nuvolosità, mentre nei mesi freddi si presenta la situazione contraria, con maggiore stabilità generata dalle notti fredde e senza nubi. Nell'intero territorio Abruzzese si nota una maggiore frequenza di classi stabili in quanto una gran parte del territorio è formato da valli più o meno profonde, caratterizzate da una conformazione geografica che favorisce la stabilità e quindi il ristagno atmosferico. Come già detto, in autunno ed inverno, più del 75% del territorio abruzzese presenta classi stabili (D, E,F).
Le precipitazioni nel corso dell'anno si attestano intorno ai 900 mm mentre si osserva che l'aridità è maggiore nei mesi di giugno, luglio, agosto (dati Rapporto INEA 2002 da PTA Abruzzo e Centro Agrometeorologico Regionale).

Precipitazioni medie annuali 1951-2000 (Fonte: Centro Agrometeorologico Regionale)

1.C.1.3.2 Perturbazioni geofisiche, meteomarine e ceruniche

1.C.1.3.2.1 Rischio Sismico

Ai sensi dell'O.P.C.M. n.3274/03 e degli atti di recepimento regionali, il territorio del comune di San Martino sulla Marrucina è classificato sismico in zona 1 (livello di pericolosità alto).

La pericolosità sismica del territorio comunale di San Martino sulla Marrucina espressa in termini di accelerazione massima del suolo con probabilità di eccedenza del 10% in 50 anni riferita a suoli rigidi è pari a 0.150-0.175 g.

1.C.1.3.2.2 Perturbazioni meteomarine

L'area in oggetto si trova ad oltre 15 km dal mare; non sono pertanto prevedibili perturbazioni meteomarine che possano interessare tale area.

1.C.1.3.2.3 Perturbazioni ceruniche

Il valore del numero di fulminazione a terra per anno e per km², riferito alla classificazione del territorio nazionale secondo le norme vigenti, CEI 81-3, per la provincia di Chieti è pari a 2,5 fulmini/anno per km^2.

1.C.1.3.2.4 Inondazioni, frane, smottamenti

Il PSDA (Piano Stralcio Difesa Alluvioni) non prevede zone di Rischio e/o di Pericolosità per la fascia perifluviale marginalmente interessata dai nuovi lavori d'ampliamento.

Secondo la Carta della Pericolosità di Frana il sito d'interesse è per circa un quarto delle sua superficie posto in Zona P2 - Pericolosità elevata (Aree interessate da dissesti con alta possibilità di riattivazione) e per i restanti tre quarti circa, in Zona P1 – Pericolosità moderata (Aree interessate da dissesti con bassa possibilità di riattivazione).
Sono attualmente in corso specifiche indagini, finalizzate ad avere maggiori approfondimenti tecnici, propedeutiche alla richiesta di autorizzazione di compatibilità idrogeologica all'Autorità di bacino competente.

1.C.1.4 INTERAZIONI TRA IMPIANTI

Nell'area non sono presenti altri impianti dello stesso fabbricante; non sono inoltre presenti altri insediamenti industriali nell'arco di qualche chilometro.
Per quel che riguarda il rischio di effetto domino tra diverse attrezzature della Centrale si veda il successivo paragrafo 1.D.1.2.

1.C.1.5 ANALISI DELLE SEQUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI

1.C.1.5.1 Metodologia di analisi e criterio di "credibilità"

L'analisi di rischio è stata effettuata utilizzando la metodologia HAZOP (Analisi di operabilità).
L'analisi è stata estesa a tutte le unità dell'impianto, a partire dalla testa pozzo fino al punto di consegna / ricezione Gas Naturale da rete nazionale.
All'interno dell'Analisi HAZOP sono state presi in considerazione anche eventi stocastici, quali la rottura di tubazioni e apparecchiature e/o perdita dalle stesse, utilizzando ratei di guasto provenienti da banche dati consolidate.

Il giacimento e le attrezzature di erogazione (casing, riser, teste pozzo) hanno caratteristiche tali per cui l'analisi HAZOP non risulta applicabile. Sono state pertanto effettuate analisi specifiche, che considerato le caratteristiche geologiche ed impiantistiche di tali parti di impianto, che vengono riportate in allegato.

Allegato 11 1.C.1.5. Analisi giacimento e pozzi

Date le dimensioni delle aree di impatto degli eventi incidentali tipici di questo tipo di installazioni, e sulla base delle prassi adottate a livello nazionale e di fonti di letteratura, sono ritenuti "ragionevolmente ipotizzabili" gli eventi descritti nella tabella sottostante.

CRITERIO DI CREDIBILITÀ	
Ipotesi / Scenari incidentali	frequenza di accadimento superiore a 1 10^{-6} occasioni/anno

La probabilità di accadimento di ciascuna ipotesi incidentale viene caratterizzata secondo le classi definite dalle linee guida della Chemical Industries Association del Regno Unito[2].

CLASSE DELL'EVENTO	FREQUENZA (occ/anno)
PROBABLE (probabile)	> 10-1
FAIRLY PROBABLE (abbastanza probabile)	10-2 ÷ 10-1
SOMEWHAT UNLIKELY (abbastanza improbabile)	10-3 ÷ 10-2
QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)	10-4 ÷ 10-3
UNLIKELY (improbabile)	10-5 ÷ 10-4
VERY UNLIKELY (molto improbabile)	10-6 ÷ 10-5
EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)	< 10-6

Per quel che riguarda le perdite da tubazioni ed apparecchiature sono stati adottati i seguenti criteri (TNO, Purple book, ed. 2005):

[2] General Guidance on Emergency Planning within the CIMAH regulation for chlorine installations

- Rottura catastrofica → area di efflusso >= 10% area tubazione (30% diametro tubazione)
- Rottura parziale → area di efflusso = 1% area tubazione (10% diametro tubazione).

Dai dati storici la rottura catastrofica presenta una frequenza di accadimento di circa un ordine di grandezza inferiore a quella della rottura parziale.
Inoltre, una analisi più dettagliata delle cause di rottura catastrofica, evidenzia come tale tipo di rottura sia dovuta in modo preponderante all'urto da parte di mezzi pesanti.
Nella Centrale le tubazioni correranno su rack metallici, in cunicolo o all'interno degli impianti; inoltre saranno adottate rigide procedure per l'accesso di mezzi pesanti. Pertanto il rischio di rottura catastrofica può essere efficacemente prevenuto, rendendo tale evento non credibile. Pertanto sarà considerata solo la rottura parziale.

Sono state quindi calcolate le frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali, tramite la tecnica degli Alberi di Guasto (FTA – Fault Tree Analysis). A tale fine sono stati utilizzati dei ratei di guasto di componenti semplici derivati da banche dati internazionali e consolidate nel campo dell'analisi di rischio.

La frequenza di troncamento della testa pozzo è stata ricavata dalla raccolta di "The International Association of Oil & Gas producers (OGP)", report 434-2, *Blow-out frequencies*, Marzo 2010
Le restanti frequenze sono state ricavate dal libro del TNO: *Methods for determining and processing probabilities*, CPR12E (Red Book), second edition 1997, pag. 6.53 e segg.

In Allegato si riportano i valori dei ratei di guasto utilizzati.

Allegato 12 1.C.1.5.1 Ratei di guasto

1.C.1.5.2 Individuazione delle ipotesi incidentali e delle relative frequenze

Alla pagina seguente si riporta la tabella riepilogativa delle ipotesi incidentali individuate secondo la metodologia precedentemente descritta.
Di seguito verrà fornita una descrizione di ciascuna ipotesi incidentale, delle misure di prevenzione presenti ed il risultato del calcolo della frequenza di accadimento ottenuto tramite l'applicazione della tecnica degli Alberi di Guasto. Negli alberi allegati le ipotesi incidentali sono identificate con la dicitura "TOP" seguita dal numero dell'ipotesi e relativa descrizione.

Allegato 13 1.C.1.5.2 Alberi di guasto

Le ipotesi evidenziate in grigio sono quelle "non ragionevolmente ipotizzabili" e per le quali l'analisi non è stata ulteriormente sviluppata.

Ipotesi incidentale			Frequenza di accadimento (occ/anno)	Classe di frequenza
Unità	**#**	**Descrizione**		
07	1	Bassa temperatura tubazione per apertura rapida della valvola wing	$6,95 \cdot 10^{-6}$	Molto improbabile
07	2	Alta pressione mandata compressore per errore operativo di chiusura di una delle valvole	$7,20 \cdot 10^{-8}$	Estremamente improbabile
07	3	Troncamento testa pozzo	$1,97 \cdot 10^{-7}$	Estremamente improbabile
07	4	Perdita da una Flowline e inversione di flusso dalle altre	$< 10^{-8}$	Estremamente improbabile
03	5	Perdita da un separatore (connessione) e coinvolgimento (effetto domino) di quello limitrofo (4”, 150m)	$< 10^{-8}$	Estremamente improbabile
03	6a	Basso livello separatore per malfunzionamento regolazione di livello, alta pressione a valle, sottoraffreddamento tubazione	$1,70 \cdot 10^{-4}$	Piuttosto improbabile
03	6b	Basso livello separatore per errore operativo apertura valvola di drenaggio, alta pressione a valle, sottoraffreddamento tubazione	$< 10^{-8}$	Estremamente improbabile
03	7	Rottura catastrofica separatori (3)	$3 \cdot 10^{-6}$	Molto improbabile
03	8	Perdita da tubazione (4”, 150m)	$1,1 \cdot 10^{-4}$	Piuttosto improbabile
03	9	Alta pressione separatore per errore operativo apertura manuale SDV	$1,16 \cdot 10^{-7}$	Estremamente improbabile
03/05	10	Perdita da tubazione (4”, 20 m)	$1,5 \cdot 10^{-5}$	Improbabile
03/05	11	Perdita da tubazione, innesco e rischio di effetto domino	$< 10^{-8}$	Estremamente improbabile
03/05	12	Alta pressione per malfunzionamento del loop di controllo, superamento P di design e rilascio	$8,67 \cdot 10^{-7}$	Estremamente improbabile
03/05	13	Alta pressione per errore operativo di chiusura di una delle SDV, superamento P di design e rilascio	$1,22 \cdot 10^{-6}$	Molto improbabile
02	14	Alta temperatura compressore per malfunzionamento loop di controllo riscaldatore	$5,52 \cdot 10^{-5}$	Improbabile
02	15	Perdita da tubazioni ed accumulo di gas nel cabinato compressore (8”, 50m)	$3,8 \cdot 10^{-5}$	Improbabile
02	16	Perdita da tenuta compressore ed accumulo di gas nel cabinato	$5,3 \cdot 10^{-2}$	Abbastanza improbabile

Ipotesi incidentale			Frequenza di accadimento (occ/anno)	Classe di frequenza
Unità	#	Descrizione		
02	17	Alta pressione nel compressore per malfunzionamento laminatrice Unit 05	$9{,}41 \cdot 10^{-5}$	Improbabile
02	18	Alto livello separatore ed invio liquido al compressore per guasto loop controllo di livello	$2{,}63 \cdot 10^{-6}$	Molto improbabile
02	19	Basso livello separatore ed alta pressione nelle unità a valle per guasto loop di controllo di livello o errore operativo	$1{,}99 \cdot 10^{-4}$	Improbabile
02	20	Alta temperatura compressore per guasto loop di controllo temperatura	$1{,}97 \cdot 10^{-4}$	Piuttosto improbabile
02	21	Alta pressione compressore per malfunzionamento loop di controllo	$< 10^{-8}$	Estremamente improbabile
04	22	Perdita da tubazione (2”, 30m + 8”, 30m)	$2{,}3 \cdot 10^{-5}$	Improbabile
04	23	Alta pressione trattamento in fase di stoccaggio per guasto in apertura SDV	$< 10^{-8}$	Estremamente improbabile
04	24	Alta temperatura per guasto in chiusura del controllo di portata a valle degli heaters	$6{,}98 \cdot 10^{-6}$	Molto improbabile
04	25	Alta temperatura oltre il design per guasto loop di controllo temperatura	$2{,}26 \cdot 10^{-5}$	Improbabile
04	26	Alta temperatura regeneration gas separator per guasto loop di controllo	$4{,}30 \cdot 10^{-6}$	Molto improbabile
01	27	Bassa pressione compressore per bassa pressione da rete durante la fase di iniezione	$< 10^{-8}$	Estremamente improbabile
19	28	Alta pressione degasser per malfunzionamento loop di controllo di livello del gas recovery outlet separator	$1{,}15 \cdot 10^{-6}$	Molto improbabile
19	29	Alta pressione per failure sistema di controllo compressore che apre la valvola di ricircolo	$3{,}99 \cdot 10^{-7}$	Estremamente improbabile
19	30	Perdita tubazione 4”, 10m	$7{,}5 \cdot 10^{-6}$	Molto improbabile
16	31	Alta pressione degasser per errore operativo apertura polmonazione azoto	$1{,}52 \cdot 10^{-7}$	Estremamente improbabile

Ipotesi 01- unità 7 - Bassa temperatura tubazione per apertura rapida della valvola wing

Deviazioni

- Si ipotizza che un operatore, durante le operazioni di avviamento, apra in modo rapido la valvola principale sulla testa pozzo (wing) causando un rapido abbassamento della temperatura dei fluidi a valle della valvola stessa. La temperatura può scendere fino al limite di rottura fragile del metallo. Si considera in via cautelativa che le operazioni di avviamento e fermata vengano effettuate 4 volte all'anno; considerando tre flow line, una per ciascuna testa pozzo, si ottengono 12 operazioni anno. Considerando una possibilità di errore dell'operatore di 1 volta su 100, si ottiene una frequenza di errore pari a $1,2*10^{-1}$ occ/anno.

Mancato intervento protezioni

- Sistema di controllo che nega il consenso all'apertura della valvola
- Blocco indipendente per bassa pressione

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$6,95 * 10^{-6}$ occ/anno

Ipotesi 02 - unità 7 - Alta pressione flow line testa pozzo e perdita

Deviazioni

- Si ipotizza un errore operativo durante la fase di stoccaggio: un operatore chiude una valvola di intercetto sulla mandata del compressore, provocando la pressurizzazione della linea, oltre la pressione di progetto. Si considera in via cautelativa che le operazioni di avviamento e fermata vengano effettuate 4 volte all'anno; considerando tre flow line, una per ciascuna testa pozzo, si ottengono 12 operazioni anno. Considerando una possibilità di errore dell'operatore di 1 volta su 1000 (azione procedurata abituale), si ottiene una frequenza di errore pari a $1,2*10^{-2}$ occ/anno.

Mancato intervento protezioni

- Blocco per alta pressione che ferma il compressore
- Blocco indipendente per altissima pressione che ferma il compressore
- Segnalazioni di allarme riportate in Sala Controllo o a Dispacciamento ove è sempre presente un operatore che può arrestare a distanza il compressore

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$7,2 * 10^{-8}$ occ/anno

Ipotesi 03 - unità 7 - Troncamento testa pozzo

Deviazioni

1. Si ipotizza un urto causato da un mezzo pesante in grado di tranciare la testa pozzo. Tale evento risulta estremamente improbabile all'interno di un area di impianto controllata e recintata. Si è considerato comunque il valore storico da banca dati (OGP[3]) $2*10^{-5}$, che moltiplicato per tre teste pozzo porta a $6*10^{-5}$.

Mancato intervento protezioni

1. La valvola di fondo pozzo (SCSSV) è in grado di garantire l'intercettazione del flusso anche in caso di danneggiamento grave della testa pozzo. Il rateo di guasto della SCSSV proviene dalla banca dati OGP[4].

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$1,97 * 10^{-7}$ occ/anno

Ipotesi 04 - unità 7 - Perdita da una Flowline e inversione di flusso dalle altre

Deviazioni

- Si ipotizza un rilascio da una tubazione ed il fallimento delle valvole poste sulla tubazione stessa (una valvola di blocco ed una valvola di non ritorno. La frequenza di tale evento risulta $<1*10^{-8}$ occ/anno.

Mancato intervento protezioni

- operativo su due allarmi indipendenti di bassa pressione.
- Due blocchi indipendente per bassa pressione

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$< 10^{-8}$ occ/anno

[3] OGP - The International Association of Oil & Gas producers, Report 434-2, Blow-out frequencies
[4] OGP - The International Association of Oil & Gas producers, Report 434, Risk assessment data directory

Ipotesi 05 - unità 3 - Perdita da un separatore (connessione 4", 150m) e coinvolgimento (effetto domino) di quello limitrofo

Deviazioni

- Si ipotizza una rottura casuale (leakage, foro pari al 10% del diametro della tubazione, TNO Purple Book) della tubazione da 4 pollici ed innesco con formazione di Jet Fire. Il rateo di guasto per una tubazione di diametro superiore a 3" (TNO, Red Book) risulta pari a $7,5*10^{-7}$ occ/anno/metro; applicato alla tubazione in esame porta ad una frequenza di rilascio pari a $1,1*10^{-4}$ occ/anno.
- Considerando una portata di rilascio superiore a 10 kg/s si ottiene un rischio di innesco pari a $4*10^{-2}$.
- Si stima che la probabilità che il getto sia direzionato verso il bersaglio sia pari al 10% del totale

Si ottiene pertanto una frequenza di accadimento pari a $4,5*10^{-7}$.

Mancato intervento protezioni

- cavo termosensibile che attua blocco automatico e depressurizzazione ESD.

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$< 10^{-8}$ occ/anno

Ipotesi 06A - unità 3 - Basso livello separatore per malfunzionamento regolazione di livello, alta pressione a valle, sottoraffreddamento tubazione

Deviazioni

- Si ipotizza un malfunzionamento del sistema di regolazione di livello con trasferimento dell'alta pressione alle apparecchiature a valle e rilascio da tubazioni per sovrappressione. Malfunzionamento controllore di livello $1*10^{-1}$ occ/anno.

Mancato intervento protezioni

- operativo su due allarmi indipendenti di basso livello.
- Blocco indipendente per basso livello

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$1,70 * 10^{-4}$ occ/anno

Ipotesi 06B - unità 3 - Basso livello separatore per errore operativo di apertura valvola manuale

Deviazioni

- Si ipotizza un errore operativo durante le fasi di fermata impianto: l'operatore apre il dreno prima che l'apparecchiatura sia stata depressurizzata, con trasferimento dell'alta pressione alle apparecchiature a valle e rilascio da tubazioni per sovrappressione. Si considera in via cautelativa che le operazioni di avviamento e fermata vengano effettuate 4 volte all'anno; considerando tre flow line, una per ciascuna testa pozzo, si ottengono 12 operazioni anno. Considerando una possibilità di errore dell'operatore di 1 volta su 1000 (azione procedurata abituale), si ottiene una frequenza di errore pari a $1,2*10^{-2}$ occ/anno.

Mancato intervento protezioni

- Valvola lucchettata con chiave non in possesso dell'operatore
- Allarme di basso livello riportata in sala controllo

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$< 10^{-8}$ occ/anno

Ipotesi 07 - unità 3 - Rottura catastrofica separatori (3)

Deviazioni

- Si ipotizza la rottura catastrofica di uno dei separatori per rottura casuale. Il rateo di guasto dedotto da banca dati è pari a $1*10^{-6}$ occ/anno; applicato a tre separatori si ottiene una frequenza pari a:

$3 * 10^{-6}$ occ/anno

Ipotesi 08 - unità 3 - Perdita da tubazione (4", 150m)

Deviazioni

- Si ipotizza una rottura casuale (leakage, foro pari al 10% del diametro della tubazione, TNO Purple Book) della tubazione da 4 pollici ed innesco con formazione di Jet Fire. Il rateo di guasto per una tubazione di diametro superiore a 3" (TNO, Red Book) risulta pari a 7,5*10-7 occ/anno/metro; applicato alla tubazione in esame porta ad una frequenza di rilascio pari a

$1,1 * 10^{-4}$ occ/anno

Ipotesi 09 - unità 3 - Alta pressione separatore per errore operativo apertura manuale SDV

Deviazioni

- Si ipotizza un errore operativo pari $1*10^{-2}$ occ/anno. Non esiste alcun motivo per cui l'operatore dovrebbe chiudere la valvola.

Mancato intervento protezioni

- Interlock tra la posizione delle valvole, che impedisce l'azionamento manuale

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$1,16 * 10^{-7}$ occ/anno

Ipotesi 10 - unità 3/5 - Perdita da tubazione (4", 20m)

Deviazioni

- Si ipotizza una rottura casuale (leakage, foro pari al 10% del diametro della tubazione, TNO Purple Book) della tubazione da 4 pollici ed innesco con formazione di Jet Fire. Il rateo di guasto per una tubazione di diametro superiore a 3" (TNO, Red Book) risulta pari a $7,5*10^{-7}$ occ/anno/metro; applicato alla tubazione in esame porta ad una frequenza di rilascio pari a

$1,5 * 10^{-5}$ occ/anno

Ipotesi 11 - unità 3/5 - Perdita da tubazione, innesco e rischio di effetto domino

Deviazioni

- Effetto domino conseguente ad ipotesi 10. Si ipotizza una rottura casuale (leakage, foro pari al 10% del diametro della tubazione, TNO Purple Book) della tubazione da 4 pollici ed innesco con formazione di Jet Fire. Il rateo di guasto per una tubazione di diametro superiore a 3" (TNO, Red Book) risulta pari a $7,5*10^{-7}$ occ/anno/metro; applicato alla tubazione in esame porta ad una frequenza di rilascio pari a $1,5*10^{-4}$ occ/anno.
- Considerando una portata di rilascio superiore a 10 kg/s si ottiene un rischio di innesco pari a $4*10^{-2}$.
- Si stima che la probabilità che il getto sia direzionato verso il bersaglio sia pari al 10% del totale

Si ottiene pertanto una frequenza di accadimento pari a $6,5*10^{-8}$.

Mancato intervento protezioni

- cavo termosensibile che attua blocco automatico e depressurizzazione ESD.

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$< 10^{-8}$ occ/anno

Ipotesi 12 - unità 3/5 - Alta pressione per malfunzionamento del loop di controllo, superamento P di design e rilascio

Deviazioni

- Si ipotizza il failure del loop di controllo della pressione, che apre la valvola pressurizzando il sistema oltre la pressione di progetto; rischio di perdita da tubazioni. Malfunzionamento loop: $9{,}5 \cdot 10^{-2}$ occ/anno.

Mancato intervento protezioni

- Blocco indipendente per alta pressione che attua il blocco linea
- Valvola di sicurezza che scarica a blow down

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$8{,}67 \cdot 10^{-7}$ occ/anno

Ipotesi 13 - unità 3/5 - Alta pressione per errore operativo di chiusura di una delle SDV, superamento P di design e rilascio

Deviazioni

- Si ipotizza un errore operativo di chiusura di una delle SDV, mandando in pressione il sistema. Si considera in via cautelativa che le operazioni di avviamento e fermata vengano effettuate 4 volte all'anno; considerando tre flow line, una per ciascuna testa pozzo, si ottengono 12 operazioni anno. Considerando una possibilità di errore dell'operatore di 1 volta su 100, si ottiene una frequenza di errore pari a $1{,}2 \cdot 10^{-1}$ occ/anno.

Mancato intervento protezioni

- Blocco indipendente per alta pressione che attua il blocco linea
- Valvola di sicurezza che scarica a blow down

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$1{,}22 \cdot 10^{-6}$ occ/anno

IPOTESTI RELATIVE AI CABINATI COMPRESSORI (da 14 a 21)

Protezioni

Nei cabinati compressori sono presenti:

- Sistema di rilevazione metano, che attua blocco automatico
- Sistema di rilevazione incendio, che attua blocco e depressurizzazione delle macchine
- Sistema automatico di spegnimento a gas inerte

Tali sistemi sono presi in considerazione negli alberi degli eventi

Ipotesi 14 - unità 2 - Alta temperatura compressore per malfunzionamento loop di controllo riscaldatore

Deviazioni

- Si ipotizza il failure del loop di controllo della temperatura, che riscalda il fluido oltre i limiti di progetto. Malfunzionamento loop: $1,75*10^{-2}$ occ/anno..

Mancato intervento protezioni

- Interventi operativi su allarmi
- Blocco indipendente per alta temperatura che ferma il compressore

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$5,52 * 10^{-5}$ occ/anno

Ipotesi 15 - unità 2 - Perdita da tubazione (8", 50m)

Deviazioni

- Si ipotizza una rottura casuale (leakage, foro pari al 10% del diametro della tubazione, TNO Purple Book) della tubazione da 8 pollici ed innesco con formazione di Jet Fire. Il rateo di guasto per una tubazione di diametro superiore a 3" (TNO, Red Book) risulta pari a $7,5*10^{-7}$ occ/anno/metro; applicato alla tubazione in esame porta ad una frequenza di rilascio pari a

  $3,8 * 10^{-5}$ occ/anno

Ipotesi 16 - unità 2 - Perdita da tenuta compressore ed accumulo di gas nel cabinato

Deviazioni

- Si ipotizza una perdita dalla tenute del compressore; da letteratura, per un compressore con tenuta semplice, tale evento presenta una frequenza pari a:

  $5,3 * 10^{-2}$ occ/anno

  Per un compressore con doppia tenuta e controllo di pressione sull'intercapedine, si considera che la frequenza sia pari a:

  $2,8 * 10^{-3}$ occ/anno

  Corrispondente alla rottura concomitante di entrambe le tenute.

Ipotesi 17 - unità 2 - Alta pressione nel compressore per malfunzionamento laminatrice Unit 05

Deviazioni

- Si ipotizza il failure del loop di controllo della pressione, che apre la valvola laminatrice pressurizzando il sistema; potrebbe verificarsi un trafilamento dalla tenuta del compressore in caso di mancato arresto o intercettazione. Malfunzionamento loop: $9{,}5*10^{-2}$ occ/anno.

Mancato intervento protezioni

- Blocco indipendente per alta pressione che attua il blocco linea (chiusura valvola e arresto della macchina)

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$9{,}41 * 10^{-5}$ occ/anno

Ipotesi 18 - unità 2 - Alto livello separatore ed invio liquido al compressore per guasto loop controllo di livello

Deviazioni

- Si ipotizza il failure del loop di controllo di livello, che causa l'arrivo di liquidi al compressore con rischio di danneggiamento dello stesso e trafilamento dalla tenuta. Malfunzionamento loop: $1*10^{-1}$ occ/anno.

Mancato intervento protezioni

- Intervento operativo su allarmi
- Blocco indipendente di alto livello con logica 1 su 2

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$2{,}63 * 10^{-6}$ occ/anno

Ipotesi 19 - unità 2 - Basso livello separatore ed alta pressione nelle unità a valle per guasto loop di controllo di livello o errore

Deviazioni

- Si ipotizza il failure del loop di controllo di livello, che causa lo svuotamento del separatore e la pressurizzazione delle unità a valle, con rischio di perdita da tubazione. Malfunzionamento loop: $1*10^{-1}$ occ/anno.

Mancato intervento protezioni

- Intervento operativo su allarmi
- Blocco indipendente di alto livello con logica 1 su 2

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$1{,}99 * 10^{-4}$ occ/anno

Ipotesi 20 - unità 2 - Alta temperatura compressore per malfunzionamento loop di controllo temperatura air cooler

Deviazioni

- Si ipotizza il failure del loop di controllo della temperatura dell'air cooler, con surriscaldamento del compressore e rischio di perdita dalla tenuta. Malfunzionamento loop: $9,7*10^{-2}$ occ/anno..

Mancato intervento protezioni

- Intervento operativo su allarmi
- Blocco per alta temperatura
- Blocco indipendente per altissima temperatura

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$1,97 * 10^{-4}$ occ/anno

Ipotesi 21 - unità 2 - Alta pressione compressore per malfunzionamento loop di controllo

Deviazioni

- Si ipotizza il failure del loop di controllo del compressore, ed la contemporanea chiusura di una valvola di blocco a valle dello stesso. La frequenza di tale contemporaneità di eventi risulta pari a $2,59*10^{-4}$ occ/anno.

Mancato intervento protezioni

- Intervento operativo su allarmi
- Blocco per alta pressione
- Valvola di sicurezza

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$< 10^{-8}$ occ/anno

Ipotesi 22 - unità 4 - Perdita da tubazione (2", 30m + 8", 30m))

Deviazioni

- Si ipotizza una rottura casuale (leakage, foro pari al 10% del diametro della tubazione, TNO Purple Book) della tubazione da 8 pollici ed innesco con formazione di Jet Fire. Il rateo di guasto per una tubazione di diametro superiore a 3" (TNO, Red Book) risulta pari a $7,5*10^{-7}$ occ/anno/metro; applicato alla tubazione in esame porta ad una frequenza di rilascio pari a **$2,3 * 10^{-5}$ occ/anno**

Ipotesi 23 - unità 4 - Alta pressione trattamento in fase di stoccaggio per guasto in apertura SDV

Deviazioni

- Si ipotizza una errore operativo di chiusura di una delle valvole nell'unità di trattamento e fallimento del sistema di interlock che impedisce l'azionamento manuale di tale valvola. La frequenza calcolata per tale evento risulta pari a $4,88 * 10^{-8}$ occ/anno

Mancato intervento protezioni

- Intervento operativo su allarmi
- Blocco per alta pressione
- Valvola di sicurezza

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$< 10^{-8}$ occ/anno

Ipotesi 24 - unità 4 - Alta temperatura per guasto in chiusura del controllo di portata a valle degli heaters

Deviazioni

- Si ipotizza un malfunzionamento del loop di controllo portata con conseguente alta temperatura nell'unità di trattamento, con rischio di rilascio da tubazioni e flange. Malfunzionamento loop di controllo portata $1,3*10^{-1}$ occ/anno

Mancato intervento protezioni

- Intervento operativo su allarmi
- Intervento controllore di temperatura
- Intervento blocco indipendente di alta temperatura

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$6,98 * 10^{-6}$ occ/anno

<u>*Ipotesi 25 - unità 4 - Alta temperatura oltre il design per guasto loop di controllo temperatura*</u>

Deviazioni

- Si ipotizza un malfunzionamento del loop di controllo temperatura con conseguente alta temperatura nell'unità di trattamento, con rischio di rilascio da tubazioni e flange. Malfunzionamento loop di controllo portata $9{,}7*10^{-2}$ occ/anno

Mancato intervento protezioni

- Intervento operativo su allarmi
- Intervento blocco indipendente di alta temperatura

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$2{,}26 * 10^{-5}$ occ/anno

<u>*Ipotesi 26 - unità 4 - Alta temperatura regeneration gas separator per guasto loop di controllo*</u>

Deviazioni

- Si ipotizza un malfunzionamento del loop di raffreddamento (cooler) con conseguente alta temperatura nell'unità di trattamento, con rischio di rilascio da tubazioni e flange. Malfunzionamento loop di controllo portata $9{,}7*10^{-2}$ occ/anno

Mancato intervento protezioni

- Intervento operativo su allarmi (due indipendenti)
- Blocco di alta temperatura
- Blocco indipendente di altissima temperatura

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

$4{,}30 * 10^{-6}$ occ/anno

<u>*Ipotesi 27 - unità 1 - Bassa pressione compressore per bassa pressione da rete durante la fase di iniezione*</u>

Deviazioni

- Si ipotizza una perdita dal metanodotto rete nazionale, con conseguente bassa pressione durante la fase di stoccaggio; si considerano a titolo esemplificativo 20 km di tubazione. La frequenza calcolata per tale evento è apri a $7{,}5*10^{-4}$ occ/anno

Mancato intervento protezioni

- Blocco di bassa pressione aspirazione compressore
- Secondo blocco indipendente ad alta affidabilità, con due trasmettitori di pressione (logica 1 su 2) e due valvole di blocco

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

< 10^{-8} occ/anno

Ipotesi 28 - unità 19 - Alta pressione degasser per malfunzionamento loop di controllo di livello del gas recovery outlet separator

Deviazioni

- Si ipotizza un malfunzionamento del loop di controllo di livello e pressurizzazione delle apparecchiature a valle. Malfunzionamento loop di controllo livello $1*10^{-1}$ occ/anno

Mancato intervento protezioni

- Intervento operativo su allarmi (due indipendenti)
- Blocco di basso livello
- Valvola di sicurezza PSV

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

1,15 * 10^{-6} occ/anno

Ipotesi 29 - unità 19 - Alta pressione per failure sistema di controllo compressore che apre la valvola di ricircolo

Deviazioni

- Si ipotizza un malfunzionamento del loop di controllo di portata che apre e comporta pressurizzazione delle apparecchiature a valle. Malfunzionamento loop di controllo portata $1{,}3*10^{-1}$ occ/anno

Mancato intervento protezioni

- Intervento operativo su allarmi
- Blocco di alta pressione
- Valvola di sicurezza PSV

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

3,99 * 10^{-7} occ/anno

Ipotesi 30 - unità 19 - Perdita da tubazione (Perdita tubazione 4", 10m)

Deviazioni

- Si ipotizza una rottura casuale (leakage, foro pari al 10% del diametro della tubazione, TNO Purple Book) della tubazione da 4 pollici ed innesco con formazione di Jet Fire. Il rateo di

guasto per una tubazione di diametro superiore a 3" (TNO, Red Book) risulta pari a 7,5*10^{-7} occ/anno/metro; applicato alla tubazione in esame porta ad una frequenza di rilascio pari a

7,6 * 10^{-6} occ/anno

Ipotesi 31 - unità 16 - Alta pressione degaser per errore operativo apertura polmonazione azoto

Deviazioni

- Si ipotizza una errore operativo di apertura dalla valvola manuale di azoto e conseguente pressurizzazione del degaser. Ipotizzando 4 operazioni anno si ottiene una frequenza pari a 4 * 10^{-3} occ/anno

Mancato intervento protezioni

- Sistema di controllo della pressione
- PSV

La frequenza di accadimento calcolata per tale evento risulta:

1,52 * 10^{-7} occ/anno

1.C.1.5.3 Indicazione dei punti critici dell'impianto

I punti critici dell'impianto, cioè i punti ove sono localizzate le sorgenti di perdita relative alle ipotesi incidentali individuate, sono riportati sulla mappa delle conseguenze di cui al paragrafo 1.C.1.6.

1.C.1.5.4 Indisponibilità Utilities

Durante l'analisi HAZOP è stata considerata anche l'ipotesi di mancanza di energia elettrica ed aria strumenti; di seguito i risultati:

- il generatore diesel di emergenza, che interviene automaticamente in caso di black - out da rete esterna, è in grado di garantire una affidabilità adeguata della fonte di energia elettrica; ad esso sono collegate tutte le attrezzature critiche ed indispensabili alla gestione dell'emergenza.
- il sistema aria compressa è dotato di vari polmoni e riserve tali da garantire una adeguata scorta di aria anche in caso di failure del sistema di produzione o di altri eventi indesiderati
- Le valvole dedicate alla messa in sicurezza dell'impianto, e cioè le valvole di intercettazione (SDV) e le valvole di depressurizzazione (BDV) sono fail –safe, cioè in caso di mancanza di fonte di energia si portano in posizione sicura.

L'energia elettrica necessaria al funzionamento della centrale viene prelevata dalla rete di distribuzione nazionale.
Il sistema elettrico principale, infatti, è alimentato dalla linea elettrica esterna per mezzo di due trasformatori MT/BT, per servire le unità operative durante le fasi di iniezione ed erogazione
L'energia elettrica d'emergenza è prodotta da un generatore elettrico costituito da un motore Diesel accoppiato ad un alternatore, completo di pannello di controllo automatico. Il generatore di energia elettrica è avviato automaticamente, nel caso di mancanza di alimentazione dalla rete esterna e si arresta automaticamente pochi minuti dopo il ripristino dell'alimentazione.
Il generatore può essere avviato anche con comando locale ed è dotato di due banchi di batterie per garantire almeno tre avviamenti per ciascun banco.
Il generatore elettrico di emergenza è alimentato con gasolio stoccato in un serbatoio a pressione atmosferica alloggiato in bacino di contenimento.
A meno di situazione di emergenza, dovute all'interruzione dell'alimentazione da parte delle rete di distribuzione nazionale, il generatore elettrico funziona durante prove di funzionamento settimanali di 15 minuti di durata.
L'aria compressa è generata da un sistema costituito da due compressori d'aria (uno in funzione e uno di riserva), ognuno dimensionato per il 100% della capacità totale.
I compressori sono alternativi non lubrificati azionati da un motore elettrico, sono dotati di un separatore d'olio e di un dispositivo di post raffreddamento per ogni compressore; il tutto contenuto in apposito contenitore isolato acusticamente e protetto dagli agenti atmosferici.
All'esterno dei contenitori sono installati due essiccatori (ognuno dimensionato per il 100% della capacità totale) e il pannello di controllo locale.
L'aria così ottenuta viene inviata al serbatoio dell'aria servizi dotato di spurgo automatico per la condensa. Gli essiccatori trattano sia l'aria per gli attuatori che l'aria strumenti che viene inviata ai rispettivi serbatoi in base alle differenze di pressione.
L'Unità è protetta contro la sovrappressione da valvole di sicurezza situate all'uscita dei compressori e sui serbatoi di accumulo.

1.C.1.6 STIMA DELLE CONSEGUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI

Per ciascuna ipotesi incidentale credibile, così come definito al paragrafo 1.C.1.5, sono stati individuati gli scenari incidentali, cioè fenomeni fisici quali incendi, esplosioni, ecc, in grado di prove effetti di danno sulle persone, sulle cose o sull'ambiente.
Per ciascuno scenario incidentale sono quindi state calcolate le frequenze di accadimento e l'estensione delle aree di danno degli effetti.

1.C.1.6.1 Criteri per l'individuazione degli scenari incidentali e delle relative frequenze

Date le dimensioni delle aree di impatto degli eventi incidentali tipici di questo tipo di installazioni, e sulla base delle prassi adottate a livello nazionale e di fonti di letteratura, sono ritenuti "ragionevolmente ipotizzabili" gli eventi descritti nella tabella sottostante; per tali eventi pertanto sono state determinate le conseguenze e le relative aree di danno.

CRITERIO DI CREDIBILITÀ	
Ipotesi / Scenari incidentali	frequenza di accadimento superiore a 1 10^{-6} occasioni/anno

Da una ipotesi incidentale possono derivare diversi scenari, quali incendio, esplosioni, dispersioni, ecc, in funzione di fattori quali la presenza di sistemi di prevenzione e protezione, la possibilità di innesco, immediato o ritardato.
La frequenza di accadimento degli scenari incidentali è stata calcolata tramite al tecnica degli alberi degli eventi.

Allegato 14 1.C.1.6.1 Alberi degli eventi

Probabilità di innesco
Sono state valutate le due diverse modalità di innesco: immediato e ritardato.
Le probabilità di innesco immediato sono state ricavate dal libro del TNO: *Methods for determining and processing probabilities*, CPR12E (Red Book), second edition 1997, pag. 6.53 e segg.
Le probabilità di innesco ritardato sono state ricavate dallo studio di B.J. Wiekema, *Vapour cloud explosions — an analysis based on accidents, Journal of Hazardous Materials, Volume 8, Issue 4, 1984, Pages 295-311.*

Tipologie di scenari
Per quel che riguarda il rischio di esplosione non confinata (U.V.C.E.), date le caratteristiche del metano e delle sorgenti di rilascio si ritiene che:

- in caso di rilascio in impianto, non esistano confinamenti tali da rendere credibile il rischio di esplosione
- il rischio di esplosione viene preso in considerazione unicamente in caso di rilasci in ambiente confinato, come nei cabinati dei compressori.

Gli scenari prevedibili in caso di rilascio di gas naturale sono pertanto:
Flash Fire (fiammata) incendio di una nuvola di gas infiammabili senza effetti esplosivi

Jet Fire — incendio di un getto gassoso turbolento infiammabile, rilasciato da un apparecchiatura in pressione

La tabella alla pagina seguente riporta l'elenco delle ipotesi incidentali credibili, gli scenari incidentali da esse derivanti e la relativa frequenza di accadimento. Come anticipato al precedente paragrafo 1.C.1.5 gli scenari incidentali ritenuti credibili sono quelli aventi frequenza di accadimento superiore a $1*10^{-6}$.

IPOTESI INCIDENTALI E RELATIVI SCENARI

Ipotesi Incidentale				Scenario			
Unità	**Num.**	**Descrizione**	**Frequenza (occ/anno)**	**Descrizione**	**Num.**	**Tipologia**	**Frequenza (occ/anno)**
07	1	Bassa temperatura tubazione per apertura rapida della valvola wing	$6,95*10^{-6}$	Rottura tubazione (4”, 10% diametro)	1-1	Jet Fire	$6,95*10^{-8}$
					1-2	Flash Fire	$3,41*10^{-8}$
03	6A	Basso livello separatore per malfunzionamento regolazione di livello, alta pressione a valle, sottoraffreddamento tubazione	$1,70*10^{-4}$	Rottura tubazione (4”, 10% diametro)	6A-1	Jet Fire	$1,70*10^{-6}$
					6A-2	Flash Fire	$8,33*10^{-7}$
03	7	Rottura catastrofica separatori (3)	$3*10^{-6}$	Perdita da separatori	7-1	Jet Fire	$1,50*10^{-7}$
					7-2	Flash Fire	$1,35*10^{-8}$
03	8	Perdita da tubazione (4”, 150m)	$1,1*10^{-4}$	Perdita da tubazione (4”, 10% diametro)	8-1	Jet Fire	$5,50*10^{-6}$
					8-2	Flash Fire	$4,95*10^{-7}$
03/05	10	Perdita da tubazione (4”, 20 m)	$1,5*10^{-5}$	Perdita da tubazione (4”, 10% diametro)	10-1	Jet Fire	$1,50*10^{-7}$
					10-2	Flash Fire	$7,35*10^{-8}$
03/05	13	Alta pressione per errore operativo di chiusura di una delle SDV, superamento P di design e rilascio	$1,22*10^{-6}$	Trafilamento da flange	13-1	Jet Fire	$1,22*10^{-8}$
					13-2	Flash Fire	$<10^{-8}$
02	14	Alta temperatura compressore per malfunzionamento loop di controllo riscaldatore	$5,52*10^{-5}$	Trafilamento da flange	14-1	Incendio cabinato	$<10^{-8}$
					14-2	Esplosione confinata	$<10^{-8}$

Ipotesi Incidentale				Scenario			
Unità	**Num.**	**Descrizione**	**Frequenza (occ/anno)**	**Descrizione**	**Num.**	**Tipologia**	**Frequenza (occ/anno)**
02	15	Perdita da tubazioni ed accumulo di gas nel cabinato compressore (8”, 50m)	$3,8*10^{-5}$	Perdita da tubazione (8”, 10% diametro)	15-1	Incendio cabinato	$<10^{-8}$
					15-2	Esplosione confinata	$<10^{-8}$
02	16	Perdita da tenuta compressore ed accumulo di gas nel cabinato	$2,8*10^{-3}$	Perdita da tenuta compressore	16-1	Incendio cabinato	2,80*10-8
					16-2	Esplosione confinata	$2,57*10^{-7}$
02	17	Alta pressione nel compressore per malfunzionamento laminatrice Unit 05	$9,41*10^{-5}$	Perdita da tenuta compressore	17-1	Incendio cabinato	$<10^{-8}$
					17-2	Esplosione confinata	$<10^{-8}$
02	18	Alto livello separatore ed invio liquido al compressore per guasto loop controllo di livello	$2,63*10^{-6}$	Perdita da tenuta compressore	18-1	Incendio cabinato	$<10^{-8}$
					18-2	Esplosione confinata	$<10^{-8}$
02	19	Basso livello separatore ed alta pressione nelle unità a valle per guasto loop di controllo di livello o errore operativo	$1,99*10^{-4}$	Perdita da tubazione a valle del separatore	19-1	Jet Fire	$1,99*10^{-6}$
					19-2	Flash Fire	$9,75*10^{-7}$
02	20	Alta temperatura compressore per guasto loop di controllo temperatura	$1,97*10^{-4}$	Danneggiamento treno e possibile rilascio	20-1	Incendio cabinato	$<10^{-8}$
					20-2	Esplosione confinata	$1,77*10^{-8}$

Ipotesi Incidentale				Scenario			
Unità	**Num.**	**Descrizione**	**Frequenza (occ/anno)**	**Descrizione**	**Num.**	**Tipologia**	**Frequenza (occ/anno)**
04	22	Perdita da tubazione (2”, 30m + 8”, 30m)	$2,3*10^{-5}$	Perdita da tubazione (8” + 2”, 10% diametro)	22-1	Jet Fire	$2,30*10^{-7}$
					22-2	Flash Fire	$1,13*10^{-7}$
04	24	Alta temperatura per guasto in chiusura del controllo di portata a valle degli heaters	$6,98*10^{-6}$	Surriscaldamento al di sopra dei valori di design e perdita da tubazioni	24-1	Jet Fire	$3,46*10^{-6}$
					24-2	Flash Fire	$<10^{-8}$
04	25	Alta temperatura oltre il design per guasto loop di controllo temperatura	$2,26*10^{-5}$	Surriscaldamento al di sopra dei valori di design e perdita da tubazioni	25-1	Jet Fire	$1,12*10^{-5}$
					25-2	Flash Fire	$<10^{-8}$
04	26	Alta temperatura regeneration gas separator per guasto loop di controllo	$4,30*10^{-6}$	Danneggiamento tubazioni e attrezzature. Perdite significative	26-1	Jet Fire	$4,30*10^{-8}$
					26-2	Flash Fire	$2,11*10^{-8}$
19	28	Alta pressione degaser per malfunzionamento loop di controllo di livello del gas recovery outlet separator	$1,15*10^{-6}$	Perdita da degaser	28-1	Jet Fire	$1,15*10^{-8}$
					28-2	Flash Fire	$<10^{-8}$
19	30	Perdita tubazione 4”, 10m	$7,5*10^{-6}$	Perdita da tubazione (4”, 10% diametro)	30-1	Jet Fire	$7,50*10^{-8}$
					30-2	Flash Fire	$3,68*10^{-8}$

Scenario 1: Bassa temperatura tubazione per apertura rapida della valvola wing

L'ipotesi incidentale consiste nella rottura fragile di una tubazione da 6" contenente gas naturale, a seguito dell'abbassamento improvviso di temperatura causato dall'apertura rapida della valvola principale sulla testa pozzo (wing).

L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $6{,}95 \cdot 10^{-6}$ occ/anno. Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di $2 \cdot 10^{-2}$ (valore associato alla fuoriuscita di gas con reattività bassa, con una portata massica <10 kg/s).
In caso si avesse innesco immediato, l'intervento dell'ESD porterebbe alla depressurizzazione e alla messa in sicurezza della parte di impianto coinvolta dall'incidente. Si considera cautelativamente che l'ESD intervenga con una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, la conseguenza sarebbe lo sviluppo di un **jet fire (6,95*10^{-8}**).

In caso l'innesco non fosse immediato, la perdita e la conseguente caduta di pressione nella tubazione potrebbe essere rilevata, portando all'attivazione del PSD e all'isolamento del tratto di impianto interessato dall'incidente. La perdita in questo caso sarebbe molto limitata e la dispersione di metano non porterebbe a conseguenze rilevanti.

Cautelativamente, si attribuisce all'intervento del PSD una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, si considera la possibilità di avere innesco ritardato e il conseguente sviluppo di un flash fire. E' possibile avere innesco ritardato con una probabilità di $1 \cdot 10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento flash fire ha una frequenza di accadimento di **3,41*10^{-8}.**

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che le possibili conseguenze dell'ipotesi incidentale **non sono ragionevolmente credibili,** a meno di considerare la sola dispersione del gas in atmosfera che non comporta effetti incidentali rilevanti.

Scenario 6A: Basso livello separatore per malfunzionamento regolazione di livello, alta pressione a valle

L'ipotesi incidentale consiste nella rottura fragile della tubazione da 4" posta a valle del produced gas separator, a causa dello svuotamento del separatore stesso per malfunzionamento del loop di controllo livello.

L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $1{,}70 \cdot 10^{-4}$ occ/anno. Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di $2 \cdot 10^{-2}$ (valore associato alla fuoriuscita di gas con reattività bassa, con una portata massica <10 kg/s).
In caso si avesse innesco immediato, l'intervento dell'ESD porterebbe alla depressurizzazione e alla messa in sicurezza della parte di impianto coinvolta dall'incidente. Si considera cautelativamente che l'ESD intervenga con una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, la conseguenza sarebbe lo sviluppo di un **jet fire (1,70*10^{-6}**).

In caso l'innesco non fosse immediato, la perdita e la conseguente caduta di pressione nella tubazione potrebbe essere rilevata, portando all'attivazione del PSD e all'isolamento del tratto di impianto interessato dall'incidente. La perdita in questo caso sarebbe molto limitata e la dispersione di metano non porterebbe a conseguenze rilevanti.

Cautelativamente, si attribuisce all'intervento del PSD una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, si considera la possibilità di avere innesco ritardato e il conseguente sviluppo di un flash fire. E' possibile avere innesco ritardato con una probabilità di $1{\cdot}10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento flash fire ha una frequenza di accadimento di **$8{,}33*10^{-7}$.**

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che il **jet fire** risulta ragionevolmente credibile, dato che la sua frequenza di accadimento è maggiore di 10^{-6} occ/anno.

Scenario 7: Rottura catastrofica separatori

L'ipotesi incidentale consiste nella rottura catastrofica di uno dei separatori, per rottura casuale, e nel conseguente rilascio di gas naturale.

L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $3{\cdot}10^{-6}$ occ/anno. Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di $1{\cdot}10^{-1}$, a causa della possibile presenza di apparecchiature calde nelle vicinanze.

In caso si avesse innesco immediato, l'intervento dell'ESD porterebbe alla depressurizzazione e alla messa in sicurezza della parte di impianto coinvolta dall'incidente. Si considera cautelativamente che l'ESD intervenga con una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, la conseguenza sarebbe lo sviluppo di un **jet fire ($1{,}50*10^{-7}$**).

In caso l'innesco non fosse immediato, la perdita e la conseguente caduta di pressione nella tubazione potrebbe essere rilevata, portando all'attivazione del PSD e all'isolamento del tratto di impianto interessato dall'incidente. La perdita in questo caso sarebbe molto limitata e la dispersione di metano non porterebbe a conseguenze rilevanti.

Cautelativamente, si attribuisce all'intervento del PSD una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, si considera la possibilità di avere innesco ritardato e il conseguente sviluppo di un flash fire. E' possibile avere innesco ritardato con una probabilità di $1{\cdot}10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento flash fire ha una frequenza di accadimento di **$1{,}35*10^{-8}$.**

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che le possibili conseguenze dell'ipotesi incidentale **non sono ragionevolmente credibili,** a meno di considerare la sola dispersione del gas in atmosfera che non comporta effetti incidentali rilevanti.

Scenario 8: Perdita da tubazione (4”, 150m)

L’ipotesi incidentale consiste nella rottura casuale (leakage, foro pari al 10% del diametro della tubazione, TNO Purple Book) della tubazione da 4 “, e nel conseguente rilascio di gas naturale.

L’ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $1{,}10 \cdot 10^{-4}$ occ/anno. Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di $1 \cdot 10^{-1}$, a causa della possibile presenza di apparecchiature calde nelle vicinanze.
In caso si avesse innesco immediato, l’intervento dell’ESD porterebbe alla depressurizzazione e alla messa in sicurezza della parte di impianto coinvolta dall’incidente,
Si considera cautelativamente che l’ESD intervenga con una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, la conseguenza sarebbe lo sviluppo di un **jet fire ($5{,}50 \cdot 10^{-6}$)**.

In caso l’innesco non fosse immediato, la perdita e la conseguente caduta di pressione nella tubazione potrebbe essere rilevata, portando all’attivazione del PSD e all’isolamento del tratto di impianto interessato dall’incidente. La perdita in questo caso sarebbe molto limitata e la dispersione di metano non porterebbe a conseguenze rilevanti.

Cautelativamente, si attribuisce all’intervento del PSD una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, si considera la possibilità di avere innesco ritardato e il conseguente sviluppo di un flash fire. E’ possibile avere innesco ritardato con una probabilità di $1 \cdot 10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l’evento flash fire ha una frequenza di accadimento di **$4{,}95 \cdot 10^{-7}$.**

Valutando i risultati dell’albero degli eventi si nota che il **jet fire** risulta ragionevolmente credibile, dato che la sua frequenza di accadimento è maggiore di 10^{-6} occ/anno.

Scenario 10: Perdita da tubazione (4”, 20m)

L’ipotesi incidentale consiste nella rottura casuale (leakage, foro pari al 10% del diametro della tubazione, TNO Purple Book) della tubazione da 4 “, e nel conseguente rilascio di gas naturale.

L’ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $1{,}50 \cdot 10^{-5}$ occ/anno. Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di $2 \cdot 10^{-2}$ (valore associato alla fuoriuscita di gas con reattività bassa, con una portata massica <10 kg/s).
In caso si avesse innesco immediato, l’intervento dell’ESD porterebbe alla depressurizzazione e alla messa in sicurezza della parte di impianto coinvolta dall’incidente,
Si considera cautelativamente che l’ESD intervenga con una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, la conseguenza sarebbe lo sviluppo di un **jet fire ($1{,}50 \cdot 10^{-7}$)**.

In caso l’innesco non fosse immediato, la perdita e la conseguente caduta di pressione nella tubazione potrebbe essere rilevata, portando all’attivazione del PSD e all’isolamento del tratto di

impianto interessato dall'incidente. La perdita in questo caso sarebbe molto limitata e la dispersione di metano non porterebbe a conseguenze rilevanti.

Cautelativamente, si attribuisce all'intervento del PSD una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, si considera la possibilità di avere innesco ritardato e il conseguente sviluppo di un flash fire. E' possibile avere innesco ritardato con una probabilità di $1 \cdot 10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento flash fire ha una frequenza di accadimento di **$7{,}35 \cdot 10^{-8}$.**

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che le possibili conseguenze dell'ipotesi incidentale **non sono ragionevolmente credibili,** a meno di considerare la sola dispersione del gas in atmosfera che non comporta effetti incidentali rilevanti.

Scenario 13: Alta pressione per errore operativo di chiusura di una delle SDV, superamento P di design e rilascio

L'ipotesi incidentale consiste nella chiusura, per errore operativo, di una delle SDV. Questo causa l'innalzamento della pressione all'interno della flowline, anche al di sopra dei valori di design, e il possibile trafilamento di gas naturale dalle flange.

L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $1{,}22 \cdot 10^{-6}$ occ/anno. Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di $2 \cdot 10^{-2}$ (valore associato alla fuoriuscita di gas con reattività bassa, con una portata massica <10 kg/s).
In caso si avesse innesco immediato, l'intervento dell'ESD porterebbe alla depressurizzazione e alla messa in sicurezza della parte di impianto coinvolta dall'incidente,
Si considera cautelativamente che l'ESD intervenga con una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, la conseguenza sarebbe lo sviluppo di un **jet fire ($1{,}22 \cdot 10^{-8}$)**.

In caso l'innesco non fosse immediato, la perdita e la conseguente caduta di pressione nella tubazione potrebbe essere rilevata, portando all'attivazione del PSD e all'isolamento del tratto di impianto interessato dall'incidente. La perdita in questo caso sarebbe molto limitata e la dispersione di metano non porterebbe a conseguenze rilevanti.

Cautelativamente, si attribuisce all'intervento del PSD una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, si considera la possibilità di avere innesco ritardato e il conseguente sviluppo di un flash fire. E' possibile avere innesco ritardato con una probabilità di $1 \cdot 10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento flash fire ha una frequenza di accadimento **$< 10^{-8}$.**

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che le possibili conseguenze dell'ipotesi incidentale **non sono ragionevolmente credibili,** a meno di considerare la sola dispersione del gas in atmosfera che non comporta effetti incidentali rilevanti.

Scenario 14: Alta temperatura compressore per malfunzionamento loop di controllo riscaldatore

L'ipotesi incidentale consiste nel trafilamento di gas dalle tenute del compressore, a causa di un innalzamento nella temperatura del gas causato dal mancato spegnimento del riscaldatore o dal malfunzionamento del loop di controllo di temperatura del riscaldatore stesso.
L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $5{,}52 \cdot 10^{-5}$ occ/anno.

Dato che la perdita ha luogo all'interno del cabinato compressori, essa può essere rilevata dai sensori di gas installati. Si considera che il rilevamento e il conseguente blocco e isolamento della parte di impianto interessata abbia una probabilità di 0,99. In caso la perdita non venisse rilevata, un innesco immediato del gas, associato al mancato intervento del sistema di spegnimento a gas inerte (0,01), porterebbe ad un **incendio** all'interno del cabinato compressori (frequenza di accadimento **$<10^{-8}$**). Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di $1 \cdot 10^{-1}$, a causa della possibile presenza di apparecchiature calde all'interno del cabinato.
Da ultimo, si considera la possibilità di avere innesco ritardato. La probabilità di avere innesco ritardato è di $1 \cdot 10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento esplosione ha una frequenza di accadimento **$<10^{-8}$.**

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che le possibili conseguenze dell'ipotesi incidentale **non sono ragionevolmente credibili.**

Scenario 15: Perdita da tubazioni ed accumulo di gas nel cabinato compressore (8", 50m)

L'ipotesi incidentale consiste nella rottura casuale (leakage, foro pari al 10% del diametro della tubazione, TNO Purple Book) della tubazione da 8 pollici e nel conseguente rilascio di gas naturale.
L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $3{,}80 \cdot 10^{-5}$ occ/anno.

Dato che la perdita ha luogo all'interno del cabinato compressori, essa può essere rilevata dai sensori di gas installati. Si considera che il rilevamento e il conseguente blocco e isolamento della parte di impianto interessata abbia una probabilità di 0,99. In caso la perdita non venisse rilevata, un innesco immediato del gas, associato al mancato intervento del sistema di spegnimento a gas inerte (0,01), porterebbe ad un **incendio** all'interno del cabinato compressori (frequenza di accadimento **$<10^{-8}$**). Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di $1 \cdot 10^{-1}$, a causa della possibile presenza di apparecchiature calde all'interno del cabinato.
Da ultimo, si considera la possibilità di avere innesco ritardato. La probabilità di avere innesco ritardato è di $1 \cdot 10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento esplosione ha una frequenza di accadimento **$<10^{-8}$.**

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che le possibili conseguenze dell'ipotesi incidentale **non sono ragionevolmente credibili.**

Scenario 16: Perdita da tenuta compressore ed accumulo di gas nel cabinato

L'ipotesi incidentale consiste nel trafilamento di gas naturale dalla tenuta meccanica doppia del compressore.

L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $2{,}80 \cdot 10^{-3}$ occ/anno.

Dato che la perdita ha luogo all'interno del cabinato compressori, essa può essere rilevata dai sensori di gas installati. Si considera che il rilevamento e il conseguente blocco e isolamento della parte di impianto interessata abbia una probabilità di 0,99. In caso la perdita non venisse rilevata, un innesco immediato del gas, associato al mancato intervento del sistema di spegnimento a gas inerte (0,01), porterebbe ad un **incendio** all'interno del cabinato compressori (frequenza di accadimento di **$2{,}80 \cdot 10^{-8}$**). Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di $1 \cdot 10^{-1}$, a causa della possibile presenza di apparecchiature calde all'interno del cabinato.

Da ultimo, si considera la possibilità di avere innesco ritardato. La probabilità di avere innesco ritardato è di $1 \cdot 10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento esplosione ha una frequenza di accadimento di **$2{,}52 \cdot 10^{-7}$.**

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che le possibili conseguenze dell'ipotesi incidentale **non sono ragionevolmente credibili.**

Scenario 17: Alta pressione nel compressore per malfunzionamento laminatrice

Si ipotizza il trafilamento di gas naturale dalla tenuta del compressore a causa dell'innalzamento della pressione provocato dal failure del loop di controllo della pressione, che apre la valvola laminatrice.

L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $9{,}41 \cdot 10^{-5}$ occ/anno.

Dato che la perdita ha luogo all'interno del cabinato compressori, essa può essere rilevata dai sensori di gas installati. Si considera che il rilevamento e il conseguente blocco e isolamento della parte di impianto interessata abbia una probabilità di 0,99. In caso la perdita non venisse rilevata, un innesco immediato del gas, associato al mancato intervento del sistema di spegnimento a gas inerte (0,01), porterebbe ad un **incendio** all'interno del cabinato compressori (frequenza di accadimento **$<10^{-8}$**). Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di $1 \cdot 10^{-1}$, a causa della possibile presenza di apparecchiature calde all'interno del cabinato.

Da ultimo, si considera la possibilità di avere innesco ritardato. La probabilità di avere innesco ritardato è di $1 \cdot 10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento esplosione ha una frequenza di accadimento **$<10^{-8}$**.

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che le possibili conseguenze dell'ipotesi incidentale **non sono ragionevolmente credibili.**

Scenario 18: Alto livello separatore ed invio liquido al compressore per guasto loop controllo di livello

Si ipotizza il trafilamento di gas naturale dalla tenuta del compressore a causa del failure del loop di controllo di livello del separatore, che causa l'arrivo di liquidi al compressore con rischio di danneggiamento dello stesso.
L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $2{,}63 \cdot 10^{-6}$ occ/anno.

Dato che la perdita ha luogo all'interno del cabinato compressori, essa può essere rilevata dai sensori di gas installati. Si considera che il rilevamento e il conseguente blocco e isolamento della parte di impianto interessata abbia una probabilità di 0,99. In caso la perdita non venisse rilevata, un innesco immediato del gas, associato al mancato intervento del sistema di spegnimento a gas inerte (0,01), porterebbe ad un **incendio** all'interno del cabinato compressori (frequenza di accadimento **$<10^{-8}$**). Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di $1 \cdot 10^{-1}$, a causa della possibile presenza di apparecchiature calde all'interno del cabinato.
Da ultimo, si considera la possibilità di avere innesco ritardato. La probabilità di avere innesco ritardato è di $1 \cdot 10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento esplosione ha una frequenza di accadimento **$<10^{-8}$**.

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che le possibili conseguenze dell'ipotesi incidentale **non sono ragionevolmente credibili.**

Scenario 19: Basso livello separatore ed alta pressione nelle unità a valle per guasto loop di controllo di livello o errore operativo

L'ipotesi incidentale consiste nella rottura fragile della tubazione posta a valle del separatore, a causa dello svuotamento del separatore stesso per malfunzionamento del loop di controllo livello.

L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $1{,}99 \cdot 10^{-4}$ occ/anno. Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di $2 \cdot 10^{-2}$ (valore associato alla fuoriuscita di gas con reattività bassa, con una portata massica <10 kg/s).
In caso si avesse innesco immediato, l'intervento dell'ESD porterebbe alla depressurizzazione e alla messa in sicurezza della parte di impianto coinvolta dall'incidente,
Si considera cautelativamente che l'ESD intervenga con una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, la conseguenza sarebbe lo sviluppo di un **jet fire ($1{,}99 \cdot 10^{-6}$**).

In caso l'innesco non fosse immediato, la perdita e la conseguente caduta di pressione nella tubazione potrebbe essere rilevata, portando all'attivazione del PSD e all'isolamento del tratto di impianto interessato dall'incidente. La perdita in questo caso sarebbe molto limitata e la dispersione di metano non porterebbe a conseguenze rilevanti.

Cautelativamente, si attribuisce all'intervento del PSD una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, si considera la possibilità di avere innesco ritardato e il conseguente sviluppo di un flash fire. E' possibile avere innesco ritardato con una probabilità di $1 \cdot 10^{-2}$ (fuoriuscita di una

quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento flash fire ha una frequenza di accadimento di **9,75·10^{-7}.**

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che il **jet fire** risulta ragionevolmente credibile, dato che la sua frequenza di accadimento è maggiore di 10^{-6} occ/anno.

Scenario 20: Alta temperatura compressore per malfunzionamento loop di controllo temperatura air cooler

Si ipotizza il trafilamento di gas naturale dalla tenuta del compressore a causa del failure del loop di controllo temperatura dell'air cooler e del conseguente innalzamento della temperatura.
L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di 1,97·10^{-4} occ/anno.

Dato che la perdita ha luogo all'interno del cabinato compressori, essa può essere rilevata dai sensori di gas installati. Si considera che il rilevamento e il conseguente blocco e isolamento della parte di impianto interessata abbia una probabilità di 0,99. In caso la perdita non venisse rilevata, un innesco immediato del gas, associato al mancato intervento del sistema di spegnimento a gas inerte (0,01), porterebbe ad un **incendio** all'interno del cabinato compressori (frequenza di accadimento **<10^{-8}**). Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di 1·10^{-1}, a causa della possibile presenza di apparecchiature calde all'interno del cabinato.
Da ultimo, si considera la possibilità di avere innesco ritardato. La probabilità di avere innesco ritardato è di 1·10^{-2} (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento esplosione ha una frequenza di accadimento **1,77·10^{-8}**.

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che le possibili conseguenze dell'ipotesi incidentale **non sono ragionevolmente credibili.**

Scenario 22: Perdita da tubazione (2", 30m + 8", 30m)

L'ipotesi incidentale consiste nella rottura casuale (leakage, foro pari al 10% del diametro della tubazione, TNO Purple Book) della tubazione da 8 ", e nel conseguente rilascio di gas naturale.

L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di 2,30·10^{-5} occ/anno. Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di 2·10^{-2} (valore associato alla fuoriuscita di gas con reattività bassa, con una portata massica <10 kg/s).
In caso si avesse innesco immediato, l'intervento dell'ESD porterebbe alla depressurizzazione e alla messa in sicurezza della parte di impianto coinvolta dall'incidente,
Si considera cautelativamente che l'ESD intervenga con una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, la conseguenza sarebbe lo sviluppo di un **jet fire (2,30·10**$^{-7}$).

In caso l'innesco non fosse immediato, la perdita e la conseguente caduta di pressione nella tubazione potrebbe essere rilevata, portando all'attivazione del PSD e all'isolamento del tratto di impianto interessato dall'incidente. La perdita in questo caso sarebbe molto limitata e la dispersione di metano non porterebbe a conseguenze rilevanti.

Cautelativamente, si attribuisce all'intervento del PSD una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, si considera la possibilità di avere innesco ritardato e il conseguente sviluppo di un flash fire. E' possibile avere innesco ritardato con una probabilità di $1{\cdot}10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento flash fire ha una frequenza di accadimento di **$1{,}13{\cdot}10^{-7}$.**

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che le possibili conseguenze dell'ipotesi incidentale **non sono ragionevolmente credibili,** a meno di considerare la sola dispersione del gas in atmosfera che non comporta effetti incidentali rilevanti.

Scenario 24: Alta temperatura per guasto in chiusura del controllo di portata a valle degli electric heaters

L'ipotesi incidentale consiste nel rilascio di gas naturale da tubazioni e flange a causa dell'innalzamento di temperatura al di sopra del valore di design provocato da un malfunzionamento del loop di controllo portata degli heaters

L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $6{,}98{\cdot}10^{-6}$ occ/anno. Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di 0,99, a causa della presenza di apparecchiature molto calde nelle vicinanze e a causa del fatto che il gas rilasciato si trova ad una temperatura di circa 230°C.
In caso si avesse innesco immediato, l'intervento dell'ESD porterebbe alla depressurizzazione e alla messa in sicurezza della parte di impianto coinvolta dall'incidente,
Si considera cautelativamente che l'ESD intervenga con una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, la conseguenza sarebbe lo sviluppo di un **jet fire ($3{,}46{\cdot}10^{-6}$**).

In caso l'innesco non fosse immediato, la perdita e la conseguente caduta di pressione nella tubazione potrebbe essere rilevata, portando all'attivazione del PSD e all'isolamento del tratto di impianto interessato dall'incidente. La perdita in questo caso sarebbe molto limitata e la dispersione di metano non porterebbe a conseguenze rilevanti.

Cautelativamente, si attribuisce all'intervento del PSD una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, si considera la possibilità di avere innesco ritardato e il conseguente sviluppo di un flash fire. E' possibile avere innesco ritardato con una probabilità di $1{\cdot}10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento flash fire ha una frequenza di accadimento **$< 10^{-8}$.**

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che il **jet fire** risulta ragionevolmente credibile, dato che la sua frequenza di accadimento è maggiore di 10^{-6} occ/anno.

Scenario 25: Alta temperatura oltre il design per guasto loop di controllo temperatura degli electric heaters

L'ipotesi incidentale consiste nel rilascio di gas naturale da tubazioni e flange a causa dell'innalzamento di temperatura al di sopra del valore di design provocato da un malfunzionamento del loop di controllo temperatura degli heaters.

L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $2{,}26 \cdot 10^{-5}$ occ/anno. Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di 0,99, a causa della presenza di apparecchiature molto calde nelle vicinanze e a causa del fatto che il gas rilasciato si trova ad una temperatura di circa 230°C.

In caso si avesse innesco immediato, l'intervento dell'ESD porterebbe alla depressurizzazione e alla messa in sicurezza della parte di impianto coinvolta dall'incidente,

Si considera cautelativamente che l'ESD intervenga con una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, la conseguenza sarebbe lo sviluppo di un **jet fire ($1{,}12 \cdot 10^{-5}$)**.

In caso l'innesco non fosse immediato, la perdita e la conseguente caduta di pressione nella tubazione potrebbe essere rilevata, portando all'attivazione del PSD e all'isolamento del tratto di impianto interessato dall'incidente. La perdita in questo caso sarebbe molto limitata e la dispersione di metano non porterebbe a conseguenze rilevanti.

Cautelativamente, si attribuisce all'intervento del PSD una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, si considera la possibilità di avere innesco ritardato e il conseguente sviluppo di un flash fire. E' possibile avere innesco ritardato con una probabilità di $1 \cdot 10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento flash fire ha una frequenza di accadimento **$< 10^{-8}$.**

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che il **jet fire** risulta ragionevolmente credibile, dato che la sua frequenza di accadimento è maggiore di 10^{-6} occ/anno.

Scenario 26: Alta temperatura regeneration gas separator per guasto loop di controllo

L'ipotesi incidentale consiste nel rilascio di gas naturale da tubazioni e flange, a causa dell'innalzamento di temperatura provocato da un malfunzionamento del loop di raffreddamento (cooler).

L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $4{,}30 \cdot 10^{-6}$ occ/anno. Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di $2 \cdot 10^{-2}$ (valore associato alla fuoriuscita di gas con reattività bassa, con una portata massica <10 kg/s).

In caso si avesse innesco immediato, l'intervento dell'ESD porterebbe alla depressurizzazione e alla messa in sicurezza della parte di impianto coinvolta dall'incidente. Si considera cautelativamente che l'ESD intervenga con una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, la conseguenza sarebbe lo sviluppo di un **jet fire ($4{,}30 \cdot 10^{-8}$)**.

In caso l'innesco non fosse immediato, la perdita e la conseguente caduta di pressione nella tubazione potrebbe essere rilevata, portando all'attivazione del PSD e all'isolamento del tratto di impianto interessato dall'incidente. La perdita in questo caso sarebbe molto limitata e la dispersione di metano non porterebbe a conseguenze rilevanti.

Cautelativamente, si attribuisce all'intervento del PSD una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, si considera la possibilità di avere innesco ritardato e il conseguente sviluppo di un flash fire. E' possibile avere innesco ritardato con una probabilità di $1{\cdot}10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento flash fire ha una frequenza di accadimento di **$2{,}11*10^{-8}$.**

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che le possibili conseguenze dell'ipotesi incidentale **non sono ragionevolmente credibili,** a meno di considerare la sola dispersione del gas in atmosfera che non comporta effetti incidentali rilevanti.

Scenario 28: Alta pressione degaser per malfunzionamento loop di controllo di livello del gas recovery outlet separator

L'ipotesi incidentale consiste nel rilascio di gas naturale dal degaser o dalle tubazioni a causa dello svuotamento del gas recovery outlet separator per malfunzionamento del loop di controllo livello.

L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $1{,}15{\cdot}10^{-6}$ occ/anno. Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di $2{\cdot}10^{-2}$ (valore associato alla fuoriuscita di gas con reattività bassa, con una portata massica <10 kg/s).
In caso si avesse innesco immediato, l'intervento dell'ESD porterebbe alla depressurizzazione e alla messa in sicurezza della parte di impianto coinvolta dall'incidente. Si considera cautelativamente che l'ESD intervenga con una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, la conseguenza sarebbe lo sviluppo di un **jet fire ($1{,}15*10^{-8}$**).
In caso l'innesco non fosse immediato, la perdita e la conseguente caduta di pressione nella tubazione potrebbe essere rilevata, portando all'attivazione del PSD e all'isolamento del tratto di impianto interessato dall'incidente. La perdita in questo caso sarebbe molto limitata e la dispersione di metano non porterebbe a conseguenze rilevanti.

Cautelativamente, si attribuisce all'intervento del PSD una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, si considera la possibilità di avere innesco ritardato e il conseguente sviluppo di un flash fire. E' possibile avere innesco ritardato con una probabilità di $1{\cdot}10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento flash fire ha una frequenza di accadimento **$<10^{-8}$.**

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che le possibili conseguenze dell'ipotesi incidentale **non sono ragionevolmente credibili,** a meno di considerare la sola dispersione del gas in atmosfera che non comporta effetti incidentali rilevanti.

Scenario 30: Perdita da tubazione (Perdita tubazione 4", 10m)

L'ipotesi incidentale consiste nella rottura casuale (leakage, foro pari al 10% del diametro della tubazione, TNO Purple Book) della tubazione da 4" posta sulla mandata del ga recovery compressor, e nel conseguente rilascio di gas naturale.

L'ipotesi iniziatrice ha una frequenza di accadimento di $7{,}50 \cdot 10^{-6}$ occ/anno. Si considera che la probabilità di innesco immediato del gas naturale sia di $2 \cdot 10^{-2}$ (valore associato alla fuoriuscita di gas con reattività bassa, con una portata massica <10 kg/s).
In caso si avesse innesco immediato, l'intervento dell'ESD porterebbe alla depressurizzazione e alla messa in sicurezza della parte di impianto coinvolta dall'incidente,
Si considera cautelativamente che l'ESD intervenga con una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, la conseguenza sarebbe lo sviluppo di un **jet fire ($7{,}50 \cdot 10^{-8}$)**.

In caso l'innesco non fosse immediato, la perdita e la conseguente caduta di pressione nella tubazione potrebbe essere rilevata, portando all'attivazione del PSD e all'isolamento del tratto di impianto interessato dall'incidente. La perdita in questo caso sarebbe molto limitata e la dispersione di metano non porterebbe a conseguenze rilevanti.

Cautelativamente, si attribuisce all'intervento del PSD una probabilità di 0,5. In caso esso non intervenisse, si considera la possibilità di avere innesco ritardato e il conseguente sviluppo di un flash fire. E' possibile avere innesco ritardato con una probabilità di $1 \cdot 10^{-2}$ (fuoriuscita di una quantità di gas compresa tra 100 kg e 1000 kg), e di conseguenza l'evento flash fire ha una frequenza di accadimento di **$3{,}68 \cdot 10^{-8}$.**

Valutando i risultati dell'albero degli eventi si nota che le possibili conseguenze dell'ipotesi incidentale **non sono ragionevolmente credibili,** a meno di considerare la sola dispersione del gas in atmosfera che non comporta effetti incidentali rilevanti.

1.C.1.6.2 Criteri per la determinazione delle conseguenze

Termini sorgente

Per quel che riguarda le perdite da tubazioni ed apparecchiature sono stati adottati i seguenti criteri (TNO, Purple book, ed. 2005):

- Rottura parziale → area di efflusso = 1% area tubazione (10% diametro tubazione).

Conformemente alle indicazioni del TNO, per le emissioni in fase gassosa è stato considerato un coefficiente di efflusso. Il valore del coefficiente di efflusso è 0,87.

Tempi di intervento

Secondo quanto indicato dal dal D.M. 15/05/1996, il tempo necessario per effettuare la chiusura delle valvole di blocco ed il sezionamento delle linee e delle apparecchiature:

Descrizione	**Tempo (s)**
Sensori che attuano blocco automatico (ad es. ESD)	20 – 40
Indicazioni di allarme ed azionamento manuale a distanza di valvole automatizzate	60 - 180
Indicazione di allarme ed intervento manuale	600 - 1800

Condizioni meteorologiche

Come indicato dai decreti 15/05/1996 e 20/10/1998, le condizioni meteorologiche di riferimento sono:

Classe di stabilità di Pasquill F, vento 2 m/s

Classe di stabilità di Pasquill D, vento 5 m/s

La temperatura ambiente è stata assunta pari a 25℃ e l'umidità relativa pari al 75%. Tali parametri hanno comunque un effetto marginale rispetto agli scenari incidentali in oggetto.

Soglie di danno

Le soglie di danno per gli scenari incidentali ipotizzabili sono descritte di seguito:

DM 15/05/1996, DM 20/10/1998	Elevata Letalità	Inizio letalità	Lesioni Irreversibili	Lesioni reversibili
Pianificazione emergenza esterna[5]	I Soglia		II Soglia	III Soglia
Flash Fire	LFL	½ LFL	Soglia non definita	Soglia non definita

LFL, concentrazione corrispondente al limite inferiore di infiammabilità: distanza massima a cui viene raggiunta una concentrazione pari al limite inferiore di infiammabilità. Elevata probabilità di letalità, possibilità di innesco di incendi secondari.

[5] Linee guida (naz.) del 18/01/1994, Pianificazione di emergenza esterna per impianti industriali a rischio di incidente rilevante.

½ LFL, metà della concentrazione corrispondente al limite inferiore di infiammabilità; area di sicurezza per tenere in considerazione le irregolarità nella dispersione dei vapori. Limite della zona ove potrebbero verificarsi lesioni irreversibili.

DM 15/05/1996, DM 20/10/1998	Elevata Letalità	Inizio letalità	Lesioni Irreversibili	Lesioni reversibili
Jet Fire	Lunghezza di fiamma			

Per il Jet fire il rischio di elevata letalità si manifesta unicamente all'interno del getto incendiato, dato che l'irraggiamento decade rapidamente all'allontanarsi dalla fiamma. Come area di danno per Elevata letalità si assume quindi la lunghezza del getto incendiato (Fiamma). Non essendo definita una soglia per inizio letalità nel caso del Jet Fire, quale seconda soglia è stata assunta la distanza corrispondente al raggiungimento della concentrazione di ½ LFL, per analogia con il Flash Fire.

Modellazione tramite Software

Per la modellazione delle conseguenze è stato adottato il software PHAST 6.5 di DNV (Det Norske Veritas).

Allegato 15 1.C.1.6.2 Elaborati di calcolo delle conseguenze

Rappresentazione delle conseguenze

Le aree di danno sono state rappresentate sulla mappa riportata in Allegato.

Allegato 16 1.C.1.6.3 Mappa delle conseguenze

Le aree di danno circolari rappresentano l'inviluppo dei plume di dispersione (di forma allungata) o della fiamma (jet fire) per tutte le direzioni del vento.

Per ciascuna unità è stato rappresentato, a parità di tipologia di effetti e di punto di rilascio, unicamente lo scenario avente area di danno maggiore, al fine di garantire una buona leggibilità della mappa. Generalmente tale area di danno corrisponde alle condizioni meteorologiche D5 per gli incendi ed F2 per le dispersioni.

Nella tabella alle pagine successive, per ciascuno scenario sono indicate:

- frequenza di accadimento delle ipotesi incidentali
- tipologie degli scenari incidentali
- frequenze di accadimento degli scenari incidentali
- distanze relative alle aree di danno.

SCENARI INCIDENTALI: AREE DI DANNO

N. IPOT.	DESCRIZIONE	FREQUENZA	SCENARI INCIDENTALI	FREQUENZA (occ/anno)	CONSEGUENZE	
					JET FIRE	
					Lunghezza del getto (m)	1/2 LFL (m)
6A	Basso livello separatore per malfunzionamento regolazione di livello, alta pressione a valle, sottoraffreddamento tubazione	$1,70*10^{-4}$	**Rilascio di metano per rottura parziale della tubazione da 4”** Diametro rilascio: 10 mm Pressione rilascio: 140 bar Temp. rilascio: 25 °C Durata rilascio: 1057 s Portata rilascio: 1,9 kg/s **JET FIRE**	$1,70*10^{-6}$	**2F** **16,3** **5D** **17,1**	**2F** **35.1** **5D** **23,7**

N. IPOT.	DESCRIZIONE	FREQUENZA	SCENARI INCIDENTALI	FREQUENZA (occ/anno)	CONSEGUENZE	
					JET FIRE	
					Lunghezza del getto (m)	**1/2 LFL**
8	Perdita da tubazione (4", 150m)	$1,10*10^{-4}$	**<u>Rilascio di metano per rottura parziale della tubazione da 4" (Diametro foro = 10% diametro tubazione)</u>** Diametro rilascio: 10 mm Pressione rilascio: 140 bar Temp. rilascio: 25 °C Durata rilascio: 1057 s Portata rilascio: 1,9 kg/s **JET FIRE**	$5,50*10^{-6}$	**2F 16,3** **5D 17,1**	**2F 35.1** **5D 23,7**

N. IPOT.	DESCRIZIONE	FREQUENZA	SCENARI INCIDENTALI	FREQUENZA (occ/anno)	CONSEGUENZE	
					JET FIRE	
					Lunghezza del getto (m)	1/2 LFL
19	Basso livello separatore ed alta pressione nelle unità a valle per guasto loop di controllo di livello o errore operativo	$1,99*10^{-4}$	**<u>Rilascio di metano da tubazione a valle del separatore</u>** Diametro rilascio: 10 mm Pressione rilascio: 90 bar Tempt. rilascio: 25 °C Durata rilascio: 1715 s Portata rilascio: 1,2 kg/s **JET FIRE**	$1,99*10^{-6}$	**2F 13,2** **5D 13,7**	**2F 21,9** **5D 14,7**

N. IPOT.	DESCRIZIONE	FREQUENZA	SCENARI INCIDENTALI	FREQUENZA (occ/anno)	CONSEGUENZE	
					JET FIRE	
					Lunghezza del getto (m)	1/2 LFL
24	Alta temperatura per guasto in chiusura del controllo di portata a valle degli heaters	6,98*10^{-6}	**Superamento Tdes e rilascio di metano da tubazioni** Diametro rilascio: 15 mm Pressione rilascio: 90 bar Temp. rilascio:230 ℃ Durata rilascio: 760 s Portata rilascio: 2,6 kg/s **JET FIRE**	3,46*10^{-6}	**2F 18,8** **5D 19,9**	**2F 45,4** **5D 32,5**

N. IPOT.	DESCRIZIONE	FREQUENZA	SCENARI INCIDENTALI	FREQUENZA (occ/anno)	CONSEGUENZE	
					JET FIRE	
					Lunghezza del getto (m)	1/2 LFL
25	Alta temperatura oltre il design per guasto loop di controllo temperatura	$2,26*10^{-5}$	**Superamento Tdes e rilascio di metano da tubazioni** Diametro rilascio: 15 mm Pressione rilascio: 90 bar Temp. rilascio: 230 °C Durata rilascio: 760 s Portata rilascio: 2,6 kg/s **JET FIRE**	$1,12*10^{-5}$	**2F 18,8** **5D 19,9**	**2F 45,4** **5D 32,5**

1.C.1.7 DESCRIZIONE DELLE PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE GLI INCIDENTI

1.C.1.7.1 Precauzioni dal punto di vista impiantistico ed operativo

L’impianto sarà dotato di un avanzato sistema di controllo automatico delle operazioni, che minimizza le necessità di intervento degli operatori.

Tutte le unità saranno dotate di strumentazione in grado di rilevare, misurare, registrare e regolare i principali parametri operativi.

I sistemi di controllo sono in grado di mantenere i parametri di processo nel campo di corretto funzionamento; il sistema sarà dotato di ridondanze al fine di garantire una adeguata affidabilità.

I criteri di progettazione e di costruzione sono atti a minimizzare il rischio di rilasci, secondo standard normalmente utilizzati su questo tipo di impianti:

- Adeguato dimensionamento di tubazioni ed apparecchiature
- applicazione di norme e standard nazionali ed internazionali
- scelta adeguata dei materiali in funzione delle sostanze presenti e delle condizioni operative
- strumentazione in grado di segnalare tempestivamente in sala controllo ed in dispacciamento qualunque deviazione dai parametri di esercizio
- sistemi automatici di regolazione e blocco indipendenti, in grado, nei casi più critici, di azionare i sistemi di blocco linee, blocco di processo e depressurizzazione rapida delle apparecchiature
- realizzazione delle attrezzature a pressione secondo la normativa vigente (direttiva PED); per la protezione da eventuali sovrappressioni saranno installate valvole di sicurezza e/o di depressurizzazione rapida
- minimizzazione del numero di flange
- durante la vita dell’impianto saranno previsti manutenzione periodica e controlli non distruttivi al fine di verificare il mantenimento nel tempo delle proprietà delle attrezzature

Gas Plus Storage prevede interventi di manutenzione preventiva sugli impianti o parte di essi allo scopo di mantenere l’efficienza richiesta dal ciclo lavorativo evitando al massimo le perdite di produttività.

La programmazione avverrà con cadenza periodica. Gli interventi saranno gestiti dal reparto di Manutenzione ed eseguite da Società esterne qualificate sotto il controllo dello stesso servizio tecnico interno.

Sono infine programmate le verifiche dei dispositivi di controllo contro la sovrappressione e dei recipienti a pressione, gas e vapore nel rispetto delle normative vigenti. Queste attività saranno gestite per mezzo di specifica procedura.

Nel paragrafo 1.C.1.8.10 sono descritte, con maggiore dettaglio, i sistemi di blocco previsti per la messa in sicurezza dell'impianto.

1.C.1.7.2 Accorgimenti previsti per prevenire l'errore umano

Al fine di minimizzare i rischi dovuti ad errore umano saranno adottate:

- minimizzazione della necessità di intervento umano nelle operazioni di normale esercizio, grazie ad affidabili sistemi di controllo automatico.
- programmi di formazione, informazione ed addestramento, rivolti a tutto il personale, e mirati in funzione dei compiti e delle responsabilità; in particolare il personale sarà formato in merito ai rischi di incidente rilevante; il personale sarà inoltre sottoposto a sessioni di aggiornamento periodico
- manuale operativo e procedure dettagliate che coprano tutte le operazioni effettuate nello stabilimento, sia durante il normale esercizio che in condizioni di anomalia e/o emergenza
- utilizzo di permessi di lavoro al fine di garantire la corretta esecuzione delle operazioni pià critiche
- installazione di sistemi per impedire la manovra accidentale di valvole critiche (lucchetti)
- adozione di procedure per la qualifica del personale terzo che sarà eventualmente utilizzato per effettuare operazioni all'interno dello stabilimento
- rigide procedure di sorveglianza e di accesso agli impianti

In sintesi, le misure adottate per prevenire i rischi dovuti ad errori umani, consistono principalmente nelle seguenti:

- selezione adeguata del personale;
- addestramento periodico;
- corsi di aggiornamento;
- procedure operative.

L'adozione di un programma di formazione e informazione permette di mantenere un adeguato livello degli operatori.

1.C.1.7.3 Precauzioni e coefficienti di sicurezza assunti nella progettazione

Per la progettazione della centrale sono stati adottati idonei coefficienti di sicurezza per quel che riguarda: costruzioni in zone sismiche [RIF.16], inondazioni (PAI Regione Abruzzo), frane, fulminazioni [RIF.24] e vento.

1.C.1.7.4 Fasi di valutazione della Sicurezza

In fase di progettazione sono state prese in considerazioni le condizioni:

- di normale esercizio
- di avviamento e fermata programmata
- di avviamento e fermata in emergenza

Lo svolgimento delle operazioni in tali fasi sarà dettagliato nel Manuale Operativo.

1.C.1.7.5 Sistema di gestione della sicurezza

Come previsto dalla normativa, prima dell'entrata in esercizio dell'impianto sarà attuato il Sistema di Gestione della Sicurezza, conforme al D.Lgs. 334/99 ed al DM 9/8/2000.

1.C.1.8 PRECAUZIONI PROGETTUALI E COSTRUTTIVE

1.C.1.8.1 Impianti elettrici, sistemi di strumentazione di controllo, protezione contro le scariche atmosferiche e le cariche elettrostatiche

Impianti Elettrici e aree pericolose
Qui di seguito sono elencate le principali norme e criteri adottati per la progettazione degli impianti elettrici:

- IEC 60079-0, Costruzioni elettriche per atmosfere potenzialmente esplosive – parte 0: Regole generali
- IEC 60079-10, Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive contenenti gas – Parte 10: Classificazione dei luoghi pericolosi
- IEC 60079-14, Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive contenenti gas – Parte 14: Impianti elettrici nei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas (diversi dalle miniere).
- Direttiva ATEX 94/9/CE (secondo D.P.R. del 23 Marzo 1998 N°126)
- CEI EN 60076-1, Trasformatori di Potenza - Generalità.
- CEI EN 60076-2, Trasformatori di Potenza - Riscaldamento.
- CEI EN 60076-5, Trasformatori di potenza – parte 5 Capacità di tenuta al corto circuito.
- IEC 60044-1, Trasformatori di misura – Trasformatori di corrente
- IEC 60044-2, Trasformatori di misura – Trasformatori di tensione
- IEC 60034, Macchine elettriche rotanti.
- IEC 60034-1, Macchine elettriche rotanti – parte 1: Caratteristiche nominali e di funzionamento.

Sistemi di strumentazione
Criteri rispondenti ai seguenti principi:

- rilevare le condizioni ed i valori di deviazione dalle condizioni normali di esercizio dei parametri critici di processo (indicatori, registratori, allarmi);
- assicurare che i limiti di sicurezza non siano oltrepassati (modulatori, regolatori ed attuatori ON-OFF di blocco).

Qui di seguito sono elencate le principali norme e criteri adottati per la progettazione degli impianti strumentali:

- IEC Std
- CEI Std
- ATEX 94/9/CE

Impianti di protezione contro le scariche atmosferiche

La norma di riferimento è la seguente:

- CEI 81-4: “Protezione delle strutture contro i fulmini”.

Scariche elettrostatiche
- CEI 81-10, atto a valutare il rischio di fulminazioni e le misure di protezione necessarie.

Tenuto conto che:
- le apparecchiature sono considerate complessivamente come strutture metalliche all’aperto;
- i profilati metallici ed i recipienti sono collegati all’impianto generale di terra;
- le tubazioni sono connesse all’impianto di terra attraverso le apparecchiature e recipienti ai quali sono connesse,

si conclude che le strutture presenti in Centrale, compresi i cabinati compressori, siano autoprotette.

1.C.1.8.2 Norme e criteri utilizzati per la progettazione dei sistemi di scarico della pressione

La normativa di riferimento utilizzata per la progettazione è la seguente:

- API RP 521 Recommended practice for the design and installation of pressure - relieving and depressurising systems.

- API RP 520 Recommended practice for the design and installation of pressure - relieving systems in refineries.

- PED Direttiva 97/23/CE del Parlamento Europeo e del consiglio dell’Unione Europea del 29 Maggio 1997.

1.C.1.8.3 Scarichi funzionali all’atmosfera di prodotti tossici e infiammabili

L’impianto sarà dotato di una candela fredda (blowdown), per il rilascio del gas in atmosfera in caso di depressurizzazione rapida in emergenza, corredato da un sistema a CO_2 di spegnimento in caso di accensione spontanea.
La tabella seguente riporta i dati caratteristici della candela di blowdown.

Apparecchiatura	Punto di emissione	Portata	Altezza
Unità 17 - blowdown	E1	20.000 kg/h	20

La candela sarà installata fuori terra con scarico verticale a 20 m munito di adeguato dispositivo di protezione per evitare l’ingresso di sostanze estranee (pioggia, neve ecc.) e di silenziatore di uscita.

Le procedure di fermata e depressurizzazione sono definite al fine di isolare e mettere in sicurezza le apparecchiature coinvolte dall'emergenza. Per raggiungere tale scopo la Centrale di Stoccaggio è equipaggiato con:

- Allarmi per condizioni di pericolo
- Valvole di intercetto automatiche e manuali
- Valvole di depressurizzazione, comandate da remoto per ESD
- Valvole di depressurizzazione manuali

La Centrale è progettata per essere depressurizzata secondo due modalità in funzione della tipologia di depressurizzazione: **depressurizzazione di emergenza** e **depressurizzazione manuale**.

La **depressurizzazione di emergenza** è attivata:

- automaticamente dai cavi termosensibili / sensori di fiamma / sensori di fumo / sensori gas
- manualmente da comandi da sala controllo o telecontrollo ovvero pulsanti di emergenza agli angoli delle strade che delimitano un'area di processo

La depressurizzazione automatica è di tipo selettivo ed è controllata dal sistema ESD di Centrale. Le apparecchiature interessate saranno depressurizzate in accordo alle API 521:

- per Pressione > 7,031 kg/cm^{2}a: depressurizzazione a 7,031 kg/cm^{2}a in 15 minuti
- per Pressione < 7,031 kg/cm^{2}a: depressurizzazione a 50%$P_{progetto}$ in 15 minuti

Si applica ai sistemi in pressione ed avviene in caso di emergenza e fuoco. Si definisce selettiva in quanto la depressurizzazione parte su rilevazione dell'incendio da parte dei sensori ovvero manualmente da uno dei pulsanti di emergenza in campo e comporta la depressurizzazione esclusivamente delle apparecchiature coinvolte dal fuoco. I collettori contenenti gas in pressione sono interrati in cunicolo al fine di minimizzare la potenziale esposizione al fuoco.
Le valvole di depressurizzazione automatica (BDV) permettono la depressurizzazione di ogni porzione di impianto isolabile con valvole di shut down (SDV).

La **depressurizzazione manuale** è definita con tempistiche lente in quanto non è necessario rispettare i 15 min richiesti dalla norma API 521.
In caso sia necessario depressurizzare i sistemi interrati o le apparecchiature fuori terra per manutenzione, la depressurizzazione avviene tramite valvole manuali di depressurizzazione lenta (seguite da orifizio calibrato) poste sulle apparecchiature stesse. Il gas di sfiato è inviato all'Unità 19 per il recupero degli effluenti. In caso di blocco dell'Unità 19 il gas è convogliato automaticamente alla torcia 19FD001.
La torcia è dotata di dispositivo di riaccensione automatica in caso di spegnimento dei piloti.

Dimensionamento del sistema di blowdown

Il dimensionamento del sistema di blowdown è basato su:

- minimizzazione del quantitativo di gas inviato all'atmosfera

- minimo impatto ambientale, per cui il sistema di sfiato del Blowdown deve avere la minima altezza possibile.

Non è prevista la combustione del gas scaricato all'atmosfera dal blowdown, tuttavia il dimensionamento tiene in considerazione anche il massimo irraggiamento ammissibile al suolo in Centrale e alla recinzione in caso di accensione accidentale dello scarico.
La depressurizzazione di emergenza avviene in maniera selettiva solo sulle apparecchiature coinvolte.
Ogni valvola di blowdown depressurizza una sezione intercettata da valvole di blocco. Le portate scaricate sono limitate da un orifizio calibrato installato a valle della valvola BDV. Tali valvole hanno una propria linea di scarico collegata al collettore di blowdown dimensionati per la portata di picco che li attraversa. I diametri delle linee di scarico sono calcolati in modo che risulti un numero Mach < 0,7 e del collettore un numero di Mach < 0,5. È prevista una temperatura minima di progetto di – 40°C.

Per il dimensionamento dell'altezza del blowdown, 20 m, si verifica che, nel caso remoto di innesco in situazione di emergenza del gas scaricato, per fulminazione o accumulo di cariche elettrostatiche, l'irraggiamento al suolo compressivo dell'irraggiamento solare:

- in Centrale non superi il limite di 4,73 kW/m^2
- alla recinzione è inferiore al limite di 3 kW/m^2

in accordo a quanto prescritto dal D.M. 09/05/2001 e alle soglie previste dall'API521.

Dimensionamento del sistema di flare

Per minimizzare le emissioni in atmosfera l'impianto è equipaggiato con l'Unità 19 di recupero degli sfiati durante la depressurizzazione manuale di parti di impianto. Solo nel caso in cui l'Unità 19 sia fuori servizio si attiva la flare. Il pilota della flare è sempre acceso e il sistema è dotato di riaccensione automatica.
Per il dimensionamento dell'altezza della flare, 18 m, si verifica che l'irraggiamento al suolo compressivo dell'irraggiamento solare non superi il limite di 1,58 kW/m^2 in Centrale in accordo alle soglie previste dall'API521.

Apparecchiatura	Punto di emissione	Portata	Irraggiamento massimo (*)	Velocità vento	Altezza
Unità 17 - Blowdown	E1	20.000 kg/h	4,55 kW/m^2	8.94 m/s	20
Unità 19 - Flare	E2	2.000 kg/h	1,51 kW/m^2	8.94 m/s	18

(*) Valori di irraggiamento limitati all'interno della centrale.

La posizione delle attrezzature è evidenziata sulla planimetria generale in Allegato 1.A.1.2.3.

Allegato 17 1.C.1.8.3 Planimetria indicante posizione e portata degli scarichi funzionali in atmosfera

1.C.1.8.4 Controllo del funzionamento delle valvole di sicurezza e dei sistemi di blocco

Le valvole di sicurezza saranno verificate periodicamente, secondo la normativa vigente.
I dispositivi di blocco saranno verificati e testati durante il commissioning dell'impianto. Non è possibile prevedere una loro verifica senza provocare la fermata degli impianti.

1.C.1.8.5 Norme e/o criteri per il progetto dei recipienti, dei serbatoi e delle tubazioni

Nella tabella seguente sono raggruppate le norme prese in considerazione per la progettazione delle apparecchiature.

Compressori gas	API 618 (compressori alternativi) e API 617 (compressori centrifughi
sistema di lubrificazione dei compressori del gas	API 614.
recipienti in pressione e filtri	ASME VIII Div.1, PED Direttiva 97/23/CE
scambiatori ad aria	API 661, ASME VIII Div.1, PED Direttiva 97/23/CE
compressori di rigenerazione gas	standard API (e dove applicabili le ASME VIII Div.1, PED Direttiva 97/23/CE)
tubazioni	API-RP-14E

1.C.1.8.6 Protezione dei contenitori da sostanze corrosive

Nella centrale non è previsto l'impiego di sostanze corrosive; le apparecchiature sono progettate in funzioni delle condizioni operative e delle caratteristiche dei fluidi presenti.

1.C.1.8.7 Zone in cui sono immagazzinate sostanze corrosive

Nella Centrale non sono previste sostanze con caratteristiche corrosive.

1.C.1.8.8 Criteri seguiti per la determinazione dei sovraspessori di corrosione

Nell'impianto non sono presenti sostanze che comportino particolari rischi di corrosione.

Il gas naturale scambiato tra giacimento e rete di distribuzione ha una % molare di CO_2 pari a circa 0,015, tale da non compromettere la struttura delle tubazioni e delle apparecchiature.

1.C.1.8.9 Organizzazione e procedure di controllo di qualità

Durante l'approvvigionamento e la costruzione della Centrale, così come in occasione di sostituzioni o manutenzioni, saranno adottate procedure di controllo della qualità.
Per le apparecchiature soggette alla Direttiva PED saranno seguite le indicazioni della Direttiva stessa.

1.C.1.8.10 Sistemi di blocco di sicurezza

La Centrale gas di Poggiofiorito è gestita da due sistemi:

- Un sistema di controllo distribuito (DCS) per il controllo dei sistemi di regolazione e per la gestione delle logiche locale
- Un sistema di interblocchi che gestisce le logiche di ESD/PSD. Tale sistema è automatico ed interviene nel caso che i limiti prefissati dovessero venire superati per motivi di processo, per errori di manovra da parte dell'operatore e per emergenza.

Il sistema di controllo e dei blocchi garantisce il conseguimento di condizioni e modalità di esercizio degli impianti affidabili e sicure per gli operatori e l'ambiente.

Il concetto di base della gestione della Centrale è quello di centralizzare la supervisione, le misure ed i controlli delle variabili più significative nella sala controllo della Centrale peraltro dotata di propri sistemi di controllo, blocco di processo, emergenza incendio e monitoraggio ambiente.

Dalla sala controllo della Centrale si possono riconoscere allarmi, modificare i set dei controllori, rilevare rapidamente qualsiasi situazione di emergenza o di malfunzionamento garantendo il concetto di "fail-safe" degli impianti effettuando il blocco generale della Centrale.

In particolare da sala controllo è possibile mettere in marcia o fermare uno dei due treni di compressione, impostarne la portata di gas da trattare, effettuare su comando dell'operatore la fermata di un singolo pozzo mediante un local shut down (LSD) etc.

Alla Centrale di Poggiofiorito sono previsti sistemi di interblocco indipendenti a 3 livelli di intervento:

- blocco di emergenza ESD (Emergency Shut Down)
- blocco di produzione PSD (Process Shut Down)
- blocchi individuali delle singole apparecchiature/unità LSD (Local Shut Down)

Questi sistemi hanno la funzione di isolare parti di impianto più o meno estese in relazione all'evento causa, alla sua possibile evoluzione e allo stato di pericolo realmente in atto.

Dal punto di vista del possibile rilascio di effluenti gassosi nell'ambiente circostante, i livelli di interblocco inferiori, ossia blocco locale e blocco di produzione, non sono rilevanti in quanto non provocano rilasci, limitandosi ad una fermata più o meno estesa delle apparecchiature, il sistema di interblocco di massimo livello comporta il rilascio di gas all'atmosfera in quanto determina, oltre alla fermata, la depressurizzazione per emergenza degli impianti.

ESD – Emergency Shut Down

L'attivazione del blocco ESD è legata alla rivelazione di incendio sull'impianto.

L'ESD può essere:

- Generale

  quando il fuoco viene rilevato in aree critiche funzionali alla sicurezza dell'impianto:

  - cabina elettrica
  - sala strumentazione
  - sala controllo

- Selettivo se l'incendio interessa tutte le restanti aree di fuoco dell'impianto

Le azioni principali conseguenti all'attivazione del ESD sono:

- allertamento ottico e acustico a sala controllo e dispacciamento
- attivazione del PSD con chiusura delle valvole SDV e intercettazione di tutte le unità
- chiusura dei pozzi di produzione (master/wing)
- attivazione del relativo sistema antincendio ad INERGEN, dove previsto
- interruzione dell'alimentazione elettrica generale con conseguente arresto degli elettrocompressori gas;
- alimentazione utenze vitali mediante UPS
- per ESD generale:
  - apertura ritardata di tutte le valvole di depressurizzazione BDV. In questo caso l'intera centrale risulterà intercettata e progressivamente depressurizzata nel tempo richiesto mediante l'apertura sequenziale della BDV delle diverse aree di impianto. La sequenza di temporizzazione sarà prevista in modo tale da non eccedere la capacità del blow-down.
  - chiusura delle valvole di fondo pozzo
  - blocco del generatore diesel di emergenza
- per ESD Selettivo: apertura delle valvole di depressurizzazione BDV dedicate alla area dove è rilevato il fuoco. In questo caso l'intera centrale risulterà intercettata: la parte di impianto interessata dal fuoco sarà depressurizzata mentre il resto dell'impianto rimane imbottito di gas. Ogni singola area di fuoco sarà depressurizzata in 15 minuti secondo API 521.

Per il riarmo del blocco, ricostituite le condizioni normali, si renderà necessario l'intervento dell'operatore di Centrale.

PSD – Process Shut Down

L'attivazione del blocco PSD avviene, oltre che per incendio (ESD), anche per anomalie dei parametri di processo. Il blocco di processo PSD arresta la produzione del gas senza depressurizzare l'impianto.

Per PSD tutto l'impianto viene intercettato e viene fermata la produzione senza depressurizzazione.

Per il riarmo del blocco, riportate le condizioni normali, si renderà necessario l'intervento dell'Operatore di Centrale.

LSD – Local Shut Down

Il blocco locale è il terzo livello di emergenza, i relativi interventi sono attivati e si esplicano nell'ambito della messa in sicurezza della sezione d'impianto o della sola apparecchiatura interessata. Il blocco locale interviene su quei sistemi per i quali sono previste apparecchiature di riserva (es. compressore iniezione gas).

Il blocco locale sarà azionato per deviazioni significative delle condizioni operative normali.

I blocchi LSD sono attivati in cascata dai blocchi di emergenza ESD/PSD nonché per intervento manuale dell'operatore.

1.C.1.8.11 Protezioni adottate nei luoghi chiusi per protezione da miscele infiammabili e/o esplosive.

Nei luoghi chiusi (in particolare nei cabinati dei compressori) ove sia ipotizzabile la formazione di miscele infiammabili saranno installati sistemi di rilevazione gas.

Nei cabinati dei compressori gas, sarà installato un sistema di estinzione a gas inerte, dotato di possibilità di esclusione in caso di presenza di personale tecnico all'interno dello stesso cabinato. Inoltre il sistema di esclusione del gas inertesarà anche visibile in sala controllo per verificarne lo stato operativo.

1.C.1.8.11 Protezioni adottate nei luoghi chiusi per protezione da miscele infiammabili e/o esplosive.

Nei luoghi chiusi (in particolare nei cabinati dei compressori) ove sia ipotizzabile la formazione di miscele infiammabili saranno installati sistemi di rilevazione gas.

Nei cabinati dei compressori gas, sarà installato un sistema di estinzione a gas inerte, dotato di possibilità di esclusione in caso di presenza di personale tecnico all'interno dello stesso cabinato. Inoltre il sistema di esclusione del gas inerte sarà anche visibile in sala controllo per verificarne lo stato operativo.

1.C.1.8.12 Ventilazione di aree interne ai fabbricati

Le aree interne ai fabbricati saranno dotate di opportuna ventilazione al fine di garantire un microclima adeguato ai sensi del D.Lgs. 81/2008.

1.C.1.8.13 Precauzioni assunte per evitare danni a seguito di collisione

La principale causa dei danneggiamenti di apparecchiature e tubazioni è la collisione con automezzi. La regola generale vigente sarà il divieto di accesso nelle aree impianti della Centrale e nelle Aree Pozzo.

Qualora si renda necessario l'utilizzo di automezzi nei suddetti luoghi di lavoro si consentirà al conducente che arriva sul luogo di lavoro di essere informato delle procedure da tenere, tra cui:

- non accedere alle aree di lavoro senza prima aver ottenuto la specifica autorizzazione da parte del Sorvegliante;
- prima di entrare in Centrale o in area pozzo, munire sempre l'automezzo (camion, autogrù, automobile, escavatore, macchine operatrici in genere, ecc.) di apposito rompifiamma alla marmitta;
- limitare la velocità, procedendo a passo d'uomo;
- seguire i percorsi indicati dal personale della Committente o evidenziati da apposita cartellonistica;
- accertarsi che gli eventuali carichi siano ben fissati all'automezzo;
- in caso di emergenza, seguire sempre le istruzioni impartite dal personale della Committente.

1.C.1.9 SISTEMI DI RILEVAMENTO

L'impianto sarà dotato di diversi sistemi di rilevamento, quali:

- Sistema di rilevazione incendio tramite cavi termosensibili, sulle principali attrezzature di processo
- Sistema di rilevazione miscele infiammabili e incendio all'interno dei cabinati
- Sistema di rilevazione fumo nelle cabine elettriche, sale quadri, sala controllo.

A seguire è riportata una breve descrizione dei sistemi di rilevamento previsti:

Circuito a cavo termosensibile

Per le parti d'impianto all'aperto è prevista l'installazione di sistemi di rilevazione dell'incendio mediante cavi termosensibili. Saranno protette apparecchiature e dispositivi contenti gas in pressione, in particolare sarà monitorata l'area di ciascuna testa pozzo.

Sistemi a termocoppia

Per la rilevazione dell'incendio sulla candela di sfiato e quindi per l'avvio dell'impianto automatico di spegnimento a CO2 ivi installato è stata prevista l'installazione di sistemi di rilevazione dell'incendio mediante termocoppie.

Sistema di rilevazione fumo

Allo scopo di rilevare al suo primo manifestarsi la presenza di incendio in locali chiusi, si è prevista l'installazione di sensori di fumo generato dalla combustione. I rilevatori di fumo sono previsti in Centrale nella Palazzina multiuso: in sala controllo, sala strumentazione, sala batterie, sala misura fiscale, cabina elettrica, locale G.E.

Sistema rilevazione fiamma

Allo scopo di rilevare al suo primo manifestarsi la presenza di un incendio con fiamma di tipo luminoso o con scarsa emissione di fumi è prevista l'installazione di sistemi di rivelazione fiamma (sensori tipo UV-IR). Tali dispositivi saranno presenti in cabina elettrica, sala strumentazione, sala controllo, sala misura fiscale, locale G.E.

Sistema di rilevazione di gas infiammabili

Allo scopo di rilevare la presenza di ambiente di gas infiammabile, col fine di evitare che la concentrazione in aria dello stesso raggiunga il Limite Inferiore di Esplosività (LIE), che rappresenta - in presenza di adeguato innesco - una condizione di pericolo sia per il personale che per le apparecchiature, è prevista l'installazione di sistemi di rivelazione di gas infiammabili.

Cabinato dei compressori

Ciascun cabinato sarà dotato di:

- rilevatori presenza gas infiammabile, installati nei punti più critici. Una concentrazione di gas ≥ 20% del limite minimo di infiammabilità procurerà un allarme, mentre una concentrazione di gas ≥ 50% del limite minimo di infiammabilità procurerà il blocco del compressore, la depressurizzazione del treno relativo e il PSD della Centrale. Sono previsti almeno n. 2 sensori installati all'interno di ciascun cabinato.
- Rilevatori di incendio: all'interno di ogni cabinato sono previsti rilevatori d'incendio, la cui attivazione provoca l'arresto del compressore, la depressurizzazione del treno, l'attivazione del sistema antincendio del cabinato (Inergen) e il PSD della Centrale.

Allegato 18 1.C.1.9 Planimetrie dei sistemi di rilevamento

1.D.1 SITUAZIONI CRITICHE, CONDIZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI APPRESTAMENTI

1.D.1.1 SOSTANZE EMESSE

In caso di incidente possono essere emessi, oltre al gas naturale, costituito essenzialmente da metano, anche i prodotti di combustione dello stesso (in caso di incendio). Tali prodotti sono Anidride Carbonica CO2, vapor d'acqua, e quantità minime di Monossido di Carbonio CO ed ossidi di azoto NOx (gli ossidi di azoto si formano ogni volta che si verifica una combustione in aria).
Generalmente tali sostanze saranno emessa dai dispositivi di emergenza.

1.D.1.2 EFFETTI INDOTTI SU IMPIANTI AD ALTO RISCHIO DA INCENDIO ED ESPLOSIONE

Data la presenza di sistemi di intercettazione e depressurizzazione rapida in caso di emergenza, eventuali incendi (Jet Fire) avranno durata molto limitata, tale quindi da non poter comportare rischi significativi di effetto domino.
Durante l'analisi HAZOP alcuni eventi che possono comportare rischio di effetto domino (quali la rottura tubazioni) sono state valutate. Da tali valutazioni è emerso che la frequenza di accadimento di eventuali effetti domino risulta inferiore a 10^{-7} occ/anno, e può pertanto essere ritenuta trascurabile.

1.D.1.3 SISTEMI DI CONTENIMENTO

Nella Centrale sarà presente gas naturale allo stato gassoso. Per prevenire eventuali rilasci sono previsti sistemi di controllo di processo, di allarme e di blocco di emergenza.
In caso di rilascio, il sistema di intercettazione e depressurizzazione rapida è in grado di intervenire intercettando le attrezzature e depressurizzando le apparecchiature tramite il sistema dedicato di blow down.
I sistemi descritti sono in grado di minimizzare i quantitativi di sostanze pericolose che potrebbero essere rilasciate.

1.D.1.4 MANUALE OPERATIVO

Prima dell'avviamento dell'impianto verrà predisposto un Manuale Operativo completo e dettagliato, secondo quanto previsto dal Sistema di Gestione della Sicurezza.
Il Manuale operativo conterrà comunque le informazioni minime sotto riportate:

- caratteristiche delle apparecchiature e dei processi, parametri di progettazione ed esercizio
- procedure per la gestione dell'impianto nelle condizioni normali di processo
- Procedure per la gestione dell'impianto nelle condizioni di avviamento e fermata
- per la gestione dell'impianto nelle condizioni di emergenza

Il manuale sarà soggetto ad aggiornamenti periodici così come definito dal Sistema di Gestione della Sicurezza ed in occasione delle modifiche.

1.D.1.5 SEGNALETICA DI EMERGENZA

La centrale sarà dotata di segnaletica di emergenza così come previsto dal testo unico materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro D.Lgs. 81/2008.

Inoltre apparecchiature, tubazioni, serbatoi, strumentazione, ecc. saranno etichettati in modo da consentire una rapida identificazione.
La segnaletica avrà anche l'obiettivo di:

- vietare comportamenti pericolosi;
- avvertire la presenza di rischi o pericoli;
- fornire indicazioni per la sicurezza o il soccorso;
- prescrivere comportamenti sicuri;
- indicare ulteriori elementi di prevenzione.

1.D.1.6 FONTI DI RISCHIO MOBILI

Il Gas Naturale sarà ricevuto tramite gasdotto da rete nazionale durante il periodo estivo e inviato tramite lo stesso metanodotto in quello invernale.

Non è previsto pertanto l'utilizzo di mezzi mobili.
Il gasolio ed il lubrificante per i compressori saranno invece approvvigionati tramite autobotti. L'accesso di tali mezzi alla Centrale sarà procedurato e saranno definiti i percorsi delle stesse al fine di minimizzare i rischi di interferenze con l'impianto.

Le aree di impianto saranno comunque tutte dotate di cordolo di protezione che costituisce una ulteriore barriera di protezione.

1.D.1.7 MISURE PER EVITARE CEDIMENTI CATASTROFICI DELLE APPARECCHIATURE

Le apparecchiature in pressione sono dotate di idonei sistemi di blocco e valvole di sicurezza che prevengono il superamento dei limiti di design.
Le attrezzature soggette a rischio per bassa temperatura in caso di depressurizzazione sono state progettate utilizzando materiali idonei all'esercizio fino a -40℃.
Non è inoltre prevista la formazione di incendi di pozza perduranti (Pool Fire), pertanto il rischio di cedimento per esposizione prolungata al fuoco non è ipotizzabile.

1.D.1.8 SISTEMI DI PREVENZIONE ED EVACUAZIONE IN CASO DI INCIDENTE

Al fine di minimizzare i rischi saranno adottate le seguenti misure;

- implementazione di un Sistema di Gestione della Sicurezza, che preveda tra le altre procedure anche un rigoroso sistema di Permessi di lavoro, al fine di garantire l'esecuzione in sicurezza delle attività sia da parte del personale interno che esterno
- adozione di segnaletica di sicurezza ai sensi del D.Lgs. 81/2008 ed identificazione delle apparecchiature tramite idonea cartellonistica
- Sistemi di blocco di emergenza (vedi paragrafo 1.C.1.8.10)
- Idonee misure di prevenzione incendi (vedi paragrafo 1.D.1.10)
- Adozione di un piano di emergenza (vedi successivo paragrafo 1.D.1.11)
- valvole a comando manuale e/o pneumatiche per intercettare i sistemi di processo;
- attrezzature di pronto intervento nel caso di contaminazione con prodotti fuoriusciti.

In particolare, il piano di emergenza prevederà le procedure di evacuazione in caso di incidente, l'identificazione di punti di ritrovo, vie di fuga ed uscite di emergenza.
Tale piano sarà oggetto di esercitazioni periodiche programmate.
Come prevenzione ed estinzione incendi valgono tutte le norme di progettazione, già descritte nei capitoli precedenti, che prevedono:

- minimizzazione probabilità e quantità di rilasci (valvole di blocco, di non ritorno, ecc.);
- minimizzazione probabilità di innesco (impianto elettrico a norma; dispositivi anti cariche elettrostatiche, protezione antifulmine, ecc.);
- buone norme costruttive, di collaudo, di esercizio e di manutenzione;
- manuali operativi.

1.D.1.9 RESTRIZIONI PER L'ACCESSO ALLO STABILIMENTO

La Centrale sarà dotata, su tutto il perimetro, di una recinzione adeguata. Saranno identificati ingressi per i mezzi ed il personale.

L'accesso sarà subordinato a rigide procedure. I visitatori potranno accedere solo se accompagnati da personale di stabilimento.
L'accesso all'area impianti dei visitatori, delle ditte che svolgono attività non legate al ciclo produttivo sarà regolamentato e prima dell'inizio di ogni attività/visita il Sorvegliante dovrà:

A. Verificare che i nominativi del personale che accede nel luogo di lavoro siano:
   - inseriti nell'elenco fornito dal Direttore Responsabile, per le ditte Appaltatrici e/o lavoratori autonomi;
   - comunicati dalla linea operativa, per il personale non di ruolo nel luogo di lavoro e per i visitatori.
B. Verificare che i nominativi del personale presente sul luogo di lavoro siano riportati nell'apposito «Registro Presenze» e che ogni loro uscita dal luogo di lavoro venga riportata nel succitato registro.
C. Indire un «BRIEFING DI SICUREZZA» a tutto il personale che per la prima volta accede nel luogo di lavoro (le informazioni trasmesse nel briefing di sicurezza sono contenute nella «scheda informativa sulla Sicurezza e l'Ambiente», nella «scheda informativa sulle

norme di comportamento per i visitatori» e nel piano, schema e ruolo di emergenza cantiere).

D. Comunicare che, in caso di emergenza, tutto il personale presente sul luogo di lavoro deve attenersi a quanto previsto nel piano di emergenza.

E. Consegnare ai preposti degli Appaltatori e/o visitatori la «scheda informativa sulla Sicurezza e l’Ambiente» e/o la «scheda informativa sulle norme di comportamento per i visitatori». I preposti degli Appaltatori sottoscrivono la «scheda informativa sulla Sicurezza e l’Ambiente» per presa piena conoscenza ed accettazione.

Raccogliere in apposito archivio copia della scheda di cui al punto E. debitamente sottoscritta (timbro e firma) dagli appaltatori/visitatori.

Tutto il personale che accederà allo stabilimento sarà registrato, secondo apposita procedura, ed informato sui rischi presenti e sulle procedure da adottare in caso di emergenza.

1.D.1.10 MISURE CONTRO L'INCENDIO

1.D.1.10.1 Impianti, attrezzature ed organizzazione per la prevenzione e l'estinzione degli incendi

In relazione all'area da proteggere ed ai criteri di intervento adottati, sono stati previsti i seguenti sistemi di estinzione:

- sistemi di estinzione automatici ad INERGEN
- sistemi di estinzione automatici a CO_2
- attrezzature mobili antincendio a Polvere
- attrezzature mobili antincendio a CO_2

Sistemi di estinzione automatici ad INERGEN

Il sistema di estinzione denominato ad Inergen è un sistema di spegnimento a saturazione totale dell'ambiente, ovvero ha la funzione di erogare un'agente inerte di Inergen tale da portare il locale in saturazione di ossigeno.
L'uso del sistema ad Inergen è stato preso in considerazione per i locali ritenuti rilevanti in termini di funzionamento e verifica dell'impianto della centrale e dove allo stesso tempo si considera la possibile la presenza di personale tecnico. Pertanto occorre prendere in considerazione sistemi di spegnimento con agenti che non pregiudicano la salute delle persone.
Il dimensionamento dell'impianto deve essere effettuato attenendosi alle norme NFPA.
Il sistema sarà essenzialmente composto da:

- Bombola o bombole di stoccaggio Inergen (ubicate esternamente al locale)
- Bombola ad alta pressione per azionamento valvole di scarico
- Elettrovalvola per azionamento da distanza
- Maniglie per azionamento manuale
- Tubazioni con ugelli diffusori (soffitto e falso pavimento)
- Pannelli di segnalazione "evacuazione locale"
- Pannello di esclusione impianto

L'attivazione del sistema fisso automatico può avvenire:

- automaticamente per mezzo dei sistemi di rilevazione incendio
- manualmente per mezzo di un apposito dispositivo di sgancio meccanico con rinvio, all'esterno dell'ambiente da proteggere.

L'attivazione dei sistemi di estinzione è opportunamente segnalata all'esterno dall'area protetta e nella sala controllo.

L'azione automatica di intervento è ritardata per dare modo al personale che si trovasse nel locale, di potersi allontanare.
Sono comunque previsti dei sistemi di commutazione per l'esclusione o inclusione del sistema automatico dotati di segnali di status.
In caso di scarica avvenuta verrà emesso un segnale ottico/acustico di allarme per l'allertamento del personale.
I locali dotati di impianto di spegnimento Inergen sono i seguenti:

- Sala strumenti
- Sala controlli
- Sala misura fiscale
- Cabina elettrica
- Locale generatore di emergenza (gruppo elettrogeno)
- Cabinato compressore treno n. 1
- Cabinato compressore treno n. 2

Sistema di estinzione automatici a CO2

Il sistema di estinzione automatico a CO2 è un sistema che prevede l'erogazione di anidride carbonica mediante ugelli ubicati in prossimità del punto d'innesco dell'incendio.
Le parti d'impianto per le quali si è prevista l'installazione del sistema di estinzione automatico a CO2 sono le seguenti:

- Unità 17 - Candela di Sfiato

Il sistema di spegnimento a CO2 sarà altamente affidabile garantendo un intervento efficace e rapido con qualsiasi condizione atmosferica.
Il sistema sarà in grado di garantire tre spegnimenti consecutivi, di cui i primi due in automatico ed il terzo in manuale dal pannello di controllo locale.
Il sistema sarà attivato dai rilevatori di fiamma montati sul terminale della candela. La sequenza di spegnimento sarà gestita dal pannello di controllo locale.
Il sistema di spegnimento sarà costituito da bombole di CO2 dimensionate in modo da garantire lo spegnimento del terminale della fiaccola dopo un tempo massimo di 10 secondi dall'attivazione del sistema.
Il sistema sarà essenzialmente composto da:

- Un set di bombole, corredate di manometri indicatori e accessori;
- Un collettore di distribuzione dell'estinguente completo dei dispositivi di strozzamento e solenoidi per rilascio CO2.
- Un set di ugelli CO2 in acciaio inox;
- Rilevatori di fiamma, montati sul terminale della candela.

Attrezzature mobili antincendio

Al fine di garantire un'adeguata protezione antincendio si è prevista l'installazione di estintori portatili a polvere ed anidride carbonica ed estintori carrellati a polvere in prossimità degli impianti ed all'interno dei vali locali presenti in sito.
Gli estintori possono essere utilizzati dal personale per:

- spegnere un principio d'incendio
- circondare un incendio ed isolarlo dal resto dell'impianto

Gli estintori da installare saranno in accordo alle vigenti normative, di seguito riportate:

- Decreto Ministeriale 20.12.82
- Decreto Ministeriale 06.03.92
- UNI EN 3 - "Estintori di incendio portatili"
- UNI 9492 - "Estintori carrellati d'incendio"

La scelta della tipologia e della quantità degli estintori portatili e carrellati da ubicare nelle varie aree di impianto è stata fatta basandosi su un'ipotesi di scenari di incendio, in correlazione alle vie di accesso e di fuga dagli impianti, in accordo con le vigenti normative in materia (D.Lgs. 81/2008 e DM 10.03.1998):
Gli estintori saranno della seguente tipologia:

- Estintori a CO2 da 5 kg
- Estintori a polvere chimica da 12 kg
- Estintori carrellati a polvere chimica da 50 Kg

L'ubicazione degli estintori sarà effettuata sulla bade delle seguenti considerazioni e sulla base dell'area da proteggere (dimensione e livello di rischio).

- Non meno di un estintore a piano;
- sulla base della superficie in pianta dell'area da proteggere;
- sulla base dello specifico pericolo di incendio (classe di incendio);
- sulla base della distanza che una persona deve percorrere per utilizzare un estintore, che non deve essere superiore a 30 m.
- Per quanto attiene gli estintori carrellati, la scelta del loro tipo e numero deve essere fatta in funzione della classe di incendio, livello di rischio e del personale addetto al loro uso e comunque uno ogni quattro estintori portatili.

Si riporta di seguito la tabella indicante il numero e la capacità estinguente degli estintori portatili seguiti per la disposizione in campo.

Tipo di estintore	Superficie protetta da un estintore		
	Rischio basso	*Rischio medio*	*Rischio elevato*
13 A-89B	100 m2	--	--
21 A- 113 B	150 m2	100 m2	--
34 A- 144 B	200 m2	150 m2	100 m2
55 A- 233 B	250 m2	200 m2	200 m2

Nella Centrale è inoltre prevista l'installazione di un armadio con attrezzature antincendio di riserva contenente:

- n.2 Autoprotettori completi di n.2 bombole d'aria da lt.3 cadauna.
- n.2 Tute termoriflettenti.
- n.1 Torcia elettrica antideflagrante.
- n.1 Cintura di sicurezza.
- n.1 Spezzone di fune con radancia e moschettone di sicurezza.
- n.4 Elmetti.
- n.4 Maschere antigas.
- n.2 occhiali di sicurezza.

Allegato 19 1.D.1.10 Planimetria attrezzature antincendio

1.D.1.10.2 Drenaggio durante l'emergenza

La planimetria della rete fognaria è allegata al paragrafo 1.E.1.1.

1.D.1.10.3 Fonti di approvvigionamento idrico antincendio

La Centrale non è dotata di rete idrica antincendio.

1.D.1.10.4 Certificato di Prevenzione Incendi

Lo Stabilimento ricade nel campo di applicazione D.Lgs. 334/99 e s.m.i. e del D.M. 19/03/2001.
Al termine dell'Istruttoria del Rapporto di Sicurezza Definitivo lo Stabilimento richiederà il sopralluogo da parte del Comando Provinciale dei VVF per il rilascio del CPI.

1.D.1.10.5 Sistemi di estinzione con gas inerte

Come già descritto ai paragrafi precedenti saranno presenti sistemi a saturazione totale con gas inerte.

1.D.1.11 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI

1.D.1.11.1 Dislocazione sala controllo, uffici, laboratori e apparecchiature principali

La planimetria generale, in allegato 1.A.1.2.3 mostra la posizione degli edifici ove è prevista la presenza di personale.
Il fabbricato ha una struttura portante di calcestruzzo armato, solai prefabbricati, pareti divisorie in muratura e/o pannelli prefabbricati sandwich, muri esterni CAV con materiale d'isolamento frapposto, dotato di sistema di condizionamento d'aria e bagni.
La sala controllo, la sala strumentazione, gli uffici sono dislocati al primo piano della palazzina multiuso. Il medesimo piano accoglie gli uffici con 10 postazioni di lavoro, la sala attrezzature, la sala HVAC (riscaldamento, ventilazione, climatizzazione) e gli spogliatoi per il personale, mentre al piano terra sono presenti:

- la sala batterie,
- il locale trasformatori,
- il locale che alloggia il motogeneratore di emergenza
- la sala elettrica

Il dettaglio del fabbricato è visionabile nell'allegato che riporta la planimetria vie di fuga (1.D.1.11.5 Planimetria vie di fuga).

1.D.1.11.2 Mezzi di comunicazione all'interno dello Stabilimento e con l'esterno durante le emergenze

Lo Stabilimento sarà dotato di linee telefoniche fisse e telefoni cellulari per il collegamento con il personale reperibile, il Dispacciamento di Fornovo di Taro e per collegamenti esterni.
Gli operatori in impianto saranno inoltre dotati di radio ricetrasmittenti.

1.D.1.11.3 Ubicazione servizi di emergenza

Nella Centrale sarà disponibile una cassetta di Pronto Soccorso, ai sensi dal D.Lgs. 81/2008, il cui contenuto sarà conforme a quanto previsto dal D.M. 388/03.

1.D.1.11.4 Addestramento sul Piano di Emergenza Interno

L'addestramento del personale sul Piano di Emergenza Interno e sulla relativa attuazione sarà effettuato sulla base del Piano di Formazione, informazione ed addestramento già descritto. Saranno anche previste esercitazioni periodiche al fine di garantire un adeguato addestramento in merito a tutti gli scenari descritto nel Piano stesso.

1.D.1.11.5 Vie di fuga ed uscite di sicurezza

Nella Centrale saranno individuati i percorsi da seguire in caso di emergenza, in modo da garantire l'allontanamento del personale in modo sicuro.
Generalmente verrà adottata la filosofia di rendere disponibili due vie di fuga contrapposte.
Saranno inoltre identificati i punti di raccolta ove radunare il personale in casi di emergenza o evacuazione.
Percorsi, vie di fuga, uscite di emergenza, punti di raduno ecc. saranno evidenziati tramite apposita cartellonistica.

Allegato 20 1.D.1.11.5 Planimetria generale vie di fuga

1.D.1.11.6 Piano di emergenza interno

Prima dell'avvio delle attività la Centrale si doterà di un piano di Emergenza Interno conforme ai requisiti di cui al D.Lgs. 334/99, art. 11 ed Allegato IV.

Il Piano conterrà tutte le informazioni e procedure atte a garantire una corretta esecuzione delle operazioni di messa in sicurezza delle persone e dell'impianto.

In particolare il Piano conterrà una descrizione dettagliata delle azioni da svolgere per ciascuna delle ipotesi incidentali individuate nel Rapporto di Sicurezza.

La periodicità di aggiornamento o revisione del Piano sarà definita nel Sistema di Gestione della Sicurezza; il piano verrà redatto coinvolgendo i rappresentanti dei lavoratori e delle ditte esterne che operano normalmente nella Centrale stessa; conformemente ai requisiti di legge il Piano verrà riesaminato almeno ogni tre anni ed in occasione di modifiche.

1.D.1.11.7 Attuazione del Piano e comunicazione con le Autorità

I responsabili dell'attuazione del Piano di Emergenza, così come le figure incaricate delle comunicazioni con le Autorità saranno definiti nel Piano di Emergenza Interno prima dell'avvio dell'impianto.

1.E.1 IMPIANTI DI TRATTAMENTO, SMALTIMENTO E ABBATTIMENTO

1.E.1.1TRATTAMENTO E DEPURAZIONE REFLUI

Nella centrale di stoccaggio non sono previsti sistemi di trattamento delle acque meteoriche e di produzione, ma uno stoccaggio finalizzato all'invio ad adeguato smaltimento, in linea con la normativa ambientale vigente.

Le acque meteoriche ricadenti su strade e piazzali e quelle ricadenti sulle aree impianto, sono collettate nel serbatoio atmosferico 06-VA-001. Le acque stoccate sono inviate successivamente, previa caratterizzazione, ad un idoneo impianto di smaltimento.

Le acque separate dal gas, durante la fase di erogazione, dai separatori di produzione e del recupero delle condense durante la rigenerazione della colonna di assorbimento, sono inviate al degasatore (atmosferico) 16-VH-001 per la separazione del gas naturale residuale e successivamente convogliati in un serbatoio di raccolta orizzontale sotterraneo 16-VA-001 polmonato con azoto, per l'invio ad un idoneo impianto di smaltimento.

Allegato 21	1.E.1.1	Planimetria percorso tubazioni interrate e fuori terra

1.E.1.2SMALTIMENTO STOCCAGGIO RIFIUTI

All'interno dello stabilimento potranno essere presenti quantitativi minimi di rifiuti pericolosi, costituiti da oli e grassi esausti. Tali rifiuti saranno stoccati in aree idonee, dotate di sistema di contenimento e smaltiti secondo quanto previsto dalla normativa vigente.
I rifiuti prodotti durante le fase di attività della centrale saranno preventivamente classificati per attribuirne un codice CER idoneo a cui far seguito con un adeguato smaltimento con società autorizzate, in linea con la normativa nazionale vigente.

1.E.1.3ABBATTIMENTO EFFLUENTI GASSOSI

Al fine di ridurre il quantitativo di gas naturale inviato al sistema di effluenti gassosi è previsto un sistema di recupero degli stessi mediante un l'*Unità 19 - Gas Recovery System*, che recupera gli effluenti che normalmente sarebbero inviato alla combustione e li comprime mediante un compressore elettrico per essere nuovamente immessi nel ciclo tecnologico. In caso di avaria del compressore, gli effluenti sono inviati alla torcia, per la loro completa combustione. Un idoneo sistema di riaccensione automatica esclude l'ipotesi di flame-out dei piloti.

Questo accorgimento permette la riduzione delle emissioni in atmosfera dovute alla loro combustione nel caso non ci fosse il sistema di recupero.

La fiaccola è dimensionata per una portata massima di 2.000 kg/h ed avrà un'altezza (18 m) tale che l'irraggiamento a terra sarà al di sotto dei limiti consentiti:

- Irraggiamento alla base della fiaccola: 1,49 kW/m^2
- Irraggiamento massimo al suolo: 1,51 kW/m^2
- Velocità del vento di progetto: 8,94 m/s

La progettazione è stata eseguita secondo le API, ASME VIII Div.1, la direttiva PED 97/23/CE, mentre il sistema di depressurizzazione è progettato conformemente ad API 520 parte II – 1994 e API 521 – 2007.

1.F.1 MISURE ASSICURATIVE E DI GARANZIA PER I RISCHI

La Centrale e le Aree Pozzo saranno assicurate contro i danni da incendio ed inquinamento, nonché per responsabilità civile per danni a terzi (R.C.T.) e per danni a operai (R.C.O.).

1G.1. ELEMENTI PER LA PIANIFICAZIONE TERRITORIALE

Di seguito si forniscono le informazioni utili al fine della pianificazione territoriale così come previsto dal D.M. 9/5/2001.

I valori di soglia relativi alle aree di danno, indicati dal decreto, sono riportati nella tabella sottostante.

Scenario incidentale	Elevata letalità 1	Inizio letalità 2
Flash Fire (radiazione termica istantanea)	LFL	½ LFL
Jet Fire (getto incendiato)	Lunghezza del getto	½ LFL

Nella tabella alla pagina successiva sono riportate le categorie del territorio così come definite dal decreto.

Di seguito si riporta la tabella 3-b dell’allegato del D.M. 09/05/01, applicabile al caso in esame.

Classe di probabilità degli eventi	Categoria di effetti			
	Elevata letalità	Inizio letalità	Lesioni irreversibili	Lesioni reversibili
$< 10^{-6}$	EF	DEF	CDEF	BCDEF
$10^{-4} – 10^{-6}$	F	EF	DEF	CDEF
$10^{-3} – 10^{-4}$	F	F	EF	DEF
$> 10^{-3}$	F	F	F	EF

Dalla planimetria dei PRG riportata in allegato è possibile dedurre che il territorio circostante allo stabilimento che potrebbe essere coinvolto dalle aree di danno relative agli scenari incidentali ragionevolmente ipotizzabili, cioè con frequenza di accadimento superiore a $1*10^{-6}$ occ/anno, può rientrare nella classificazione della Categoria “F”.

Gli scenari incidentali analizzati presentano frequenze di accadimento tra 10^{-5} e 10^{-6} occ/anno, pertanto le categorie rispetto compatibili sono quelle indicate nella seconda riga della tabella sopra riportata, evidenziate in grigio.

Confrontando gli scenari incidentali individuati con la tabella è possibile dedurre che la Centrale è compatibile con l’attuale utilizzo del territorio.

Categoria	Descrizione
Categoria A	1. Aree con destinazione prevalentemente residenziale, per le quali l'indice fondiario di edificazione sia superiore a 4,5 m³/m². 2. Luoghi di concentrazione di persone con limitata capacità di mobilità - ad esempio ospedali, case di cura, ospizi, asili, scuole inferiori, ecc. (oltre 25 posti letto o 100 persone presenti). 3. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante all'aperto - ad esempio mercati stabili o altre destinazioni commerciali, ecc. (oltre 500 persone presenti).
Categoria B	1. Aree con destinazione prevalentemente residenziale, per le quali l'indice fondiario di edificazione sia compreso tra 4,5 e 1,5 m³/m². 2. Luoghi di concentrazione di persone con limitata capacità di mobilità - ad esempio ospedali, case di cura, ospizi, asili, scuole inferiori, ecc. (fino a 25 posti letto o 100 persone presenti). 3. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante all'aperto - ad esempio mercati stabili o altre destinazioni commerciali, ecc. (fino a 500 persone presenti). 4. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante al chiuso - ad esempio centri commerciali, terziari e direzionali, per servizi, strutture ricettive, scuole superiori, università, ecc. (oltre 500 persone presenti). 5. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante con limitati periodi di esposizione al rischio - ad esempio luoghi di pubblico spettacolo, destinati ad attività ricreative, sportive, culturali, religiose, ecc. (oltre 100 persone presenti se si tratta di luogo all'aperto, oltre 1.000 al chiuso). 6. Stazioni ferroviarie ed altri nodi di trasporto (movimento passeggeri superiore a 1.000 persone/giorno).
Categoria C	1. Aree con destinazione prevalentemente residenziale, per le quali l'indice fondiario di edificazione sia compreso tra 1,5 e 1 m³/m². 2. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante al chiuso - ad esempio centri commerciali, terziari e direzionali, per servizi, strutture ricettive, scuole superiori, università, ecc. (fino a 500 persone presenti). 3. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante con limitati periodi di esposizione al rischio - ad esempio luoghi di pubblico spettacolo, destinati ad attività ricreative, sportive, culturali, religiose, ecc. (fino a 100 persone presenti se si tratta di luogo all'aperto, fino a 1000 al chiuso; di qualunque dimensione se la frequentazione è al massimo settimanale). 4. Stazioni ferroviarie ed altri nodi di trasporto (movimento passeggeri fino a 1000 persone/giorno).
Categoria D	1. Aree con destinazione prevalentemente residenziale, per le quali l'indice fondiario di edificazione sia compreso tra 1 e 0,5 m³/m². 2. Luoghi soggetti ad affollamento rilevante, con frequentazione al massimo mensile - ad esempio fiere, mercatini o altri eventi periodici, cimiteri, ecc..
Categoria E	1. Aree con destinazione prevalentemente residenziale, per le quali l'indice fondiario di edificazione sia inferiore a 0,5 m³/m². 2. Insediamenti industriali, artigianali, agricoli, e zootecnici.
Categoria F	1. Area entro i confini dello stabilimento. 2. Area limitrofa allo stabilimento, entro la quale non sono presenti manufatti o strutture in cui sia prevista l'ordinaria presenza di gruppi di persone.

Scenari incidentali		Classe di probabilità	Categoria di effetti	Distanza (m)	Categorie Compatibili
6A	Basso livello separatore per malfunzionamento regolazione di livello, alta pressione a valle, sottoraffreddamento tubazione **JET FIRE**	$10^{-4} – 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	**16,3**	**F**
			II Soglia Lesioni irreversibili	**35,1**	**EF**
8	Perdita da tubazione (4”, 150m) **JET FIRE**	$10^{-4} – 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	**16,3**	**F**
			II Soglia Lesioni irreversibili	**35,1**	**EF**
19	Basso livello separatore ed alta pressione nelle unità a valle per guasto loop di controllo di livello o errore operativo **JET FIRE**	$10^{-4} – 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	**13,2**	**F**
			II Soglia Lesioni irreversibili	**21,9**	**EF**
24	Alta temperatura per guasto in chiusura del controllo di portata a valle degli heaters **JET FIRE**	$10^{-4} – 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	**18,8**	**F**
			II Soglia Lesioni irreversibili	**45,4**	**EF**
25	Alta temperatura oltre il design per guasto loop di controllo temperatura **JET FIRE**	$10^{-4} – 10^{-6}$	I Soglia Elevata letalità	**18,8**	**F**
			II Soglia Lesioni irreversibili	**45,4**	**EF**

1.H.1 ELEMENTI PER LA PIANIFICAZIONE DELLE EMERGENZE ESTERNE

Di seguito sono fornite le informazioni necessarie alle autorità di Protezione Civile per la Pianificazione delle Emergenze esterne, così come indicato dal D.P.C.M. 25/02/2005.

Per gli scenari incidentali ipotizzabili nello stabilimento (Jet Fire e Flash Fire) sono definite le seguenti soglie.

- **Prima zona di pianificazione** – "Zona di sicuro impatto" (soglia di elevata letalità). È la prima zona, definita come zona di sicuro impatto e presumibilmente limitata alle immediate adiacenze del luogo dove si verifica l'evento incidentale, è caratterizzata da effetti sanitari comportanti una elevata probabilità di letalità per le persone.

- **Seconda zona di pianificazione** – "Zona di danno" (soglia lesioni irreversibili). Esterna alla prima, caratterizzata da possibili danni, anche gravi ed irreversibili, per le persone che non assumono le corrette misure di autoprotezione e da possibili danni anche letali per persone più vulnerabili come i minori e gli anziani.

La tabella seguente mostra le aree di danno sopra descritte per gli scenari incidentali analizzati.

Scenario incidentale		Scenario conseguente	Zona di pianificazione Emergenza Esterna (m)	
			I ZONA	**II ZONA**
6A	Basso livello separatore per malfunzionamento regolazione di livello, alta pressione a valle, sottoraffreddamento tubazione	JET FIRE	**16,3**	**35,1**
8	Perdita da tubazione (4", 150m)	JET FIRE	**16,3**	**35,1**
19	Basso livello separatore ed alta pressione nelle unità a valle per guasto loop di controllo di livello o errore operativo	JET FIRE	**13,2**	**21,9**
24	Alta temperatura per guasto in chiusura del controllo di portata a valle degli heaters	JET FIRE	**18,8**	**45,4**
25	Alta temperatura oltre il design per guasto loop di controllo temperatura	JET FIRE	**18,8**	**45,4**